

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

В.Н. Косков

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДИСЦИПЛИНЫ
«ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН»
И МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ
КВАЛИФИКАЦИОННЫХ РАБОТ**

*Утверждено
Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебно-методического пособия*

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета
2016

УДК 550.832:004
ББК 26.21
К71

Рецензенты:

канд. геол.-мин. наук *И.А. Козлова*
(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет);
канд. геол.-мин. наук *А.В. Горожанцев*
(Пермский государственный национальный
исследовательский университет)

Косков, В.Н.

К71 Теоретические основы дисциплины «Геофизические исследования скважин» и методика выполнения квалификационных работ : учеб.-метод. пособие / В.Н. Косков. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2016. – 121 с.

ISBN 978-5-398-01656-7

Изложены краткие характеристики методов каротажа и методики их интерпретации. Освещены вопросы по литолого-стратиграфическому расчленению терригенных и карбонатных отложений и определению физических параметров продуктивных пластов горных пород по данным промышленно-геофизических исследований.

Рассмотрены методические приёмы выполнения и последовательность изложения материала квалификационных работ по дисциплине «Геофизические исследования скважин», наиболее востребованных при подсчёте запасов нефти и газа. Приведены основные этапы выполнения работ и правила их оформления.

Издание предназначено для студентов различных геологических специальностей.

Издано в рамках инновационной образовательной программы ПНИПУ «Создание инновационной системы формирования профессиональных компетенций кадров и центра инновационного развития региона на базе многопрофильного технического университета».

УДК 550.832:004
ББК 26.21

ISBN 978-5-398-01656-7

© ПНИПУ, 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
СПИСОК АББРЕВИАТУР И ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	8
ЧАСТЬ I. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС	10
Глава 1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ ГИС	10
1.1. Электрические методы исследования скважин	11
1.2. Радиоактивные методы каротажа	25
1.3. Акустические и другие неэлектрические методы исследования скважин	32
Глава 2. КАЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС	38
2.1. Литологическое расчленение разрезов скважин по данным ГИС	38
2.2. Составление геолого-геофизического разреза одной скважины и межскважинная корреляция	42
2.3. Выделение нефтегазоносных коллекторов. Определение их эффективной мощности и характера насыщения	46
Глава 3. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГИС	50
3.1. Определение пористости терригенных коллекторов	50
3.2. Определение пористости карбонатных коллекторов	54
3.3. Определение удельного электрического сопротивления по палеткам БКЗ	57
3.4. Определение нефтенасыщенности коллекторов	64
3.5. Определение глинистости коллекторов	69
ЧАСТЬ II. МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИОННЫХ РАБОТ ПО КУРСУ «ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН»	73
Глава 4. ЛАБОРАТОРНЫЕ (ПРАКТИЧЕСКИЕ) РАБОТЫ	76
Глава 5. КОНТРОЛЬНЫЕ РАБОТЫ	83
Глава 6. КУРСОВАЯ РАБОТА	86
6.1. Общие положения	86
6.2. Тематика и содержание курсовой работы	88
6.3. Требования к текстовой, табличной и графической частям курсовой работы	95

Глава 7. ДИПЛОМНАЯ РАБОТА	97
7.1. Общие положения	97
7.2. Требования к оформлению дипломной работы.....	99
7.3. Защита и оценка дипломной работы	102
7.4. Структура и оформление дипломного проекта	104
Список рекомендуемой литературы.....	115
Приложения	118

ВВЕДЕНИЕ

Геофизические методы исследования скважин, базирующиеся на современных физических методах исследования горных пород, используются для изучения геологического строения недр по скважинным разрезам, выявления и оценки запасов углеводородного сырья, использования промыслово-геофизической информации при проектировании, контроле и анализе разработки месторождений нефти и газа и технического состояния скважин. В нефтяной и газовой промышленности бурение скважин и эксплуатация продуктивных пластов осуществляется в основном по данным геофизических исследований скважин (ГИС). В последние годы разработаны новые методы ГИС, повсеместно внедряется современная геофизическая аппаратура, позволяющая оперативно производить комплексную обработку и интерпретацию промыслово-геофизической информации с помощью ЭВМ и персональных компьютеров и использующих новейшие средства программного обеспечения.

Углубленная обработка промыслово-геофизической информации, получаемой в процессе бурения и эксплуатации скважин, позволяет решить большой спектр геологических задач. Значительную часть сведений о пересеченных скважинами отложениях получают при интерпретации данных ГИС, которые вместе с материалами литологического и палеонтологического изучения образцов горных пород и скважинных испытаний пластов используются для создания литолого-стратиграфических описаний разрезов скважин, характеристики каждого из вскрытых скважиной пластов, построения схем корреляции и т. п. (В.Н. Дахнов, 1982; В.А. Долицкий, 1966 и др.). Большие возможности использования результатов обработки геофизических скважинных наблюдений при поиске и разведке нефтяных месторождений, при подсчете запасов углеводородного сырья, проектировании и контроле процессов разработки месторождений отмечены многими исследователями (Б.Ю. Вендельштейн, 1971; С.С. Итенберг, 1978; С.Г. Комаров, 1973 и др.). Значительные исследования в области геофизических исследований скважин вы-

полнены зарубежными учеными Г. Доллем, С. Пирсоном, Г. Гюйо, Р. Дебрантом и др. Материалы ГИС являются важнейшим источником информации о геологическом строении нефтяных и газовых месторождений¹.

Изучение геологического разреза скважины по геофизическим данным заключается в определении последовательности и глубины залегания пластов горных пород, их литолого-петрографических и коллекторских свойств, содержания в них полезных ископаемых и оценке степени их насыщения нефтью, газом или водой. По данным ГИС определяются количественные параметры, необходимые для подсчета запасов нефти и газа: эффективные мощности коллекторов, коэффициенты пористости K_p и коэффициенты нефтенасыщения K_n продуктивных пластов и др. ГИС в настоящее время являются также неотъемлемой частью геологических, буровых и эксплуатационных работ, проводимых при разведке и разработке нефтегазовых месторождений.

Изучение разрезов скважин возможно производить по результатам анализа отобранного керна. Однако керн не всегда удается извлечь из нужного интервала, а при его отборе и выносе на поверхность свойства породы и насыщающей ее жидкости заметно изменяются, поэтому результаты анализа керна и шлама не дают полного представления о геологическом разрезе. Вместе с тем некоторые физико-химические свойства пород поддаются изучению непосредственно в скважине в условиях их естественного залегания путем проведения в ней соответствующих геофизических исследований. Поэтому результаты комплексного анализа керновых данных и материалов геофизических и гидродинамических исследований являются надежной основой эффективного использования промысловой геофизики для подсчета запасов и разработки месторождений.

Данное учебно-методическое пособие подготовлено в соответствии с требованиями государственного образовательного стандарта

¹ Результаты работ названных исследователей, раскрывающих возможности методов ГИС и методики их интерпретации, а также личные публикации автора были учтены при подготовке настоящего учебного пособия.

и предназначено для студентов геологических специальностей вузов всех форм обучения. Представлены цели, задачи, структурированное содержание квалификационных работ, рекомендуемая основная и дополнительная литература. Освоение навыков написания квалификационных работ, кроме достижения учебно-познавательной цели, позволяет студентам углубить и закрепить теоретические знания, приобрести практические навыки по обработке данных ГИС и научиться грамотно и правильно оформлять технические документы.

Настоящее пособие состоит из двух частей и 7 глав. В первой части приведены теоретические основы методов ГИС, описаны области применения, геологические задачи. Изложены сведения о геологическом истолковании результатов интерпретации данных ГИС и комплексной обработке промыслово-геофизических материалов традиционными методами. Во второй части приведены методические рекомендации по выполнению лабораторных (практических), контрольных, курсовых и дипломных работ и требования к их оформлению.

СПИСОК АББРЕВИАТУР И ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АК – акустический каротаж
БК – боковой каротаж
БКЗ – боковое каротажное зондирование
ВНК – водонефтяной контакт
ГГК – гамма-гамма-каротаж
ГЖК – газо-жидкостной контакт
ГИС – геофизические исследования скважин
ГК – гамма-каротаж
ДМ – диэлектрический метод
ДС – диаметр скважины
ИК – индукционный каротаж
ИНК – импульсный нейтронный каротаж
ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
ИНГК – импульсный нейтронный гамма-каротаж
КВ – кавернограмма
КС – метод кажущегося сопротивления
МБК – микробоковой каротаж
МГЗ – микроградиент-зонд
МК – микрокаротаж
МПЗ – микропотенциал-зонд
А2 ($A_{2,0} M_{0,5} N$) – стандартный 2-метровый градиент-зонд
НГК – нейтронный гамма-каротаж
НК – нейтронный каротаж
ННК_т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
ПС – потенциал собственной поляризации скважин
РК – радиоактивный каротаж
УВ – углеводороды
ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства
ЭДС – электродвижущая сила
А_{ПС} – относительная величина амплитуды ПС

$U_{\text{ПС}}$ – аномалия потенциала скважины
 J_{γ} – интенсивность естественной радиоактивности по ГК
 $J_{\text{п}\gamma}$ – интенсивность радиоактивности по НГК
 ΔJ_{γ} – двойной разностный параметр по ГК
 $\Delta J_{\text{п}\gamma}$ – двойной разностный параметр по НГК
 $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости
 $K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности
 $K_{\text{ов}}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности
 $\rho_{\text{п}}$ – удельное сопротивление пласта горной породы
 $\rho_{\text{к}}$ – кажущееся удельное сопротивление пласта
 $\rho_{\text{вм}}$ – удельное сопротивление вмещающих пород
 $\rho_{\text{вп}}$ – удельное сопротивление водонасыщенного прослоя
 $\rho_{\text{нп}}$ – удельное сопротивление нефтенасыщенного прослоя
 $\rho_{\text{пп}}$ – удельное сопротивление промытого пласта
 $\rho_{\text{с}}$ – удельное сопротивление бурового раствора
 $\rho_{\text{зп}}$ – удельное сопротивление зоны проникновения
 $d_{\text{с}}$ – диаметр скважины
 $d_{\text{ном}}$ – номинальный диаметр скважины
 Δt – интервальное время пробега продольной волны
 $P_{\text{п}}$ – параметр пористости
 $P_{\text{н}}$ – параметр нефтенасыщенности
 h – мощность пласта
 W – кривая объёмного водородосодержания
 Δt – интервальное время пробега продольной волны
 $K_{\text{гл}}$ – коэффициент объёмной глинистости
 $C_{\text{гл}}$ – коэффициент массовой глинистости
 $\eta_{\text{гл}}$ – коэффициент относительной глинистости

ЧАСТЬ I. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС

Глава 1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ ГИС

Геофизические методы исследования скважин служат для получения геологической документации разрезов скважин, выявления и промышленной оценки полезных ископаемых, осуществления контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений, изучения технического состояния скважин и т.д. С этой целью по данным ГИС изучают в скважинных условиях физические свойства горных пород.

Геофизические методы позволяют представить разрезы скважин комплексом физических характеристик, таких как удельное электрическое сопротивление, радиоактивность, теплопроводность изучаемых сред, скорость распространения упругих волн в них и др.

Основным документом для геологической службы является литолого-стратиграфическая колонка, полученная по результатам интерпретации материалов ГИС и содержащая сведения о положении границ пластов и их толщинах, литологическую характеристику каждого пласта, сведения о наличии коллекторов, характере флюида, заполняющего поровое пространство продуктивных пластов (нефть, газ, вода).

Оценка пористости, проницаемости, глинистости и нефтенасыщенности пластов горных пород представляет один из важнейших этапов процесса интерпретации геофизических данных. Интерпретация, в свою очередь, может быть качественной, если, например, определяется литологический состав породы и наличие коллекторов, и количественной, если оценивается количество содержащегося в породе того или иного компонента (глины, нефти, газа и др.).

Методы ГИС подразделяются на электрические, радиоактивные, акустические, магнитные, термические и т.п. Геофизические

методы позволяют представить разрезы скважин комплексом физических характеристик, таких как удельное электрическое сопротивление, радиоактивность, теплопроводность изучаемых сред, скорость распространения упругих волн в них и т.п. Применение того или иного комплекса ГИС определяется поставленной задачей. Стандартный комплекс ГИС включает в себя электрические методы (БКЗ, БК, МБК, МК, ИК, ПС), радиоактивные (ГК, ГГК, НГК или ННК-Т), акустические (АК, ВАК) и кавернометрию (КВ).

1.1. Электрические методы исследования скважин

Электрический каротаж включает в себя модификации, основанные на изучении электромагнитных полей различной природы в горных породах. Классификация электрометодов исследования скважин основана на характере происхождения изучаемого электромагнитного поля и его изменении во времени (рис. 1.1). По происхождению методы электрометрии делятся на две большие группы – естественного и искусственного электромагнитного поля, а по частоте – на методы постоянного, квазипостоянного и переменного поля. Среди методов переменного поля различают низко- и высокочастотные.

Для изучения стационарных естественных электрических полей применяются методы потенциалов собственной поляризации горных пород (ПС). Искусственные стационарные и квазистационарные электрические поля исследуются методами кажущегося сопротивления (КС), микрозондирования (МК), сопротивления заземления (БК и МБК). Единицы измерения – Ом·м. Искусственные переменные электромагнитные поля изучаются индукционными (ИК), диэлектрическими (ДМ) и радиоволновыми методами. Единицы измерения ИК – См/м.

Электрометоды используются в основном для определения границ пластов горных пород, оценки характера насыщения коллекторов, их удельного сопротивления, определения литологии пород и иногда для определения емкостных свойств коллекторов.

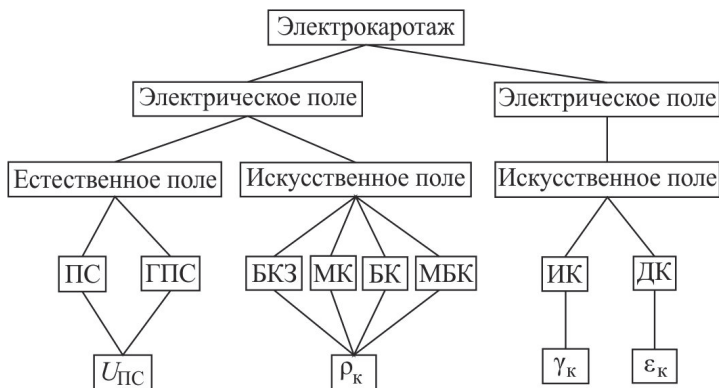


Рис. 1.1. Классификация электрических методов исследования скважин. Измеряемые величины: $U_{\text{пс}}$ – потенциал самопроизвольной поляризации; $\rho_{\text{к}}$ – кажущееся удельное сопротивление; $\gamma_{\text{к}}$ – кажущаяся удельная проводимость; $\epsilon_{\text{к}}$ – кажущаяся диэлектрическая проницаемость

Естественные поля (метод самопроизвольной поляризации – ПС) в земной коре обусловлены электрохимическими процессами, магнитотеллурическими токами и другими природными явлениями (см. рис. 1.1). Единицы измерения – милливольты (мВ). В скважине, заполненной глинистым раствором или водой, и вокруг неё самопроизвольно возникает электрическое поле естественных потенциалов ($U_{\text{пс}}$). Естественные потенциалы, возникающие у стенок скважины, зависят от литологического состава пород. ЭДС естественного поля ПС в нефтяных скважинах обусловлена главным образом явлениями диффузии (диффузионно-адсорбционные потенциалы) и частично фильтрации (фильтрационные потенциалы). В нефтяных скважинах окислительно-восстановительные потенциалы не имеют заметного распространения. Следует отметить, что при каротаже в измерительной цепи кроме разности потенциалов самопроизвольной поляризации могут появляться сигналы помех (гальванокоррозия, блуждающие индустриальные и теллурические токи и др.), которые искажают кривую ПС и затрудняют её интерпретацию.

Вследствие явлений диффузии на контактах песчаного пласта с глинами и глины с глинистым раствором возникают электродви-

жущие силы, создающие диффузионно-адсорбционные потенциалы в скважине. Отрицательная аномалия ПС наблюдается против песчаного пласта. Величину максимального отклонения кривой ПС против песчаного пласта относительно вмещающих его глин называют амплитудой аномалии ПС (рис. 1.2). Процесс фильтрации жидкости из бурового раствора в проницаемые пласты сопровождается образованием ЭДС, называемых фильтрационными потенциалами. Величина этих потенциалов обычно мала.

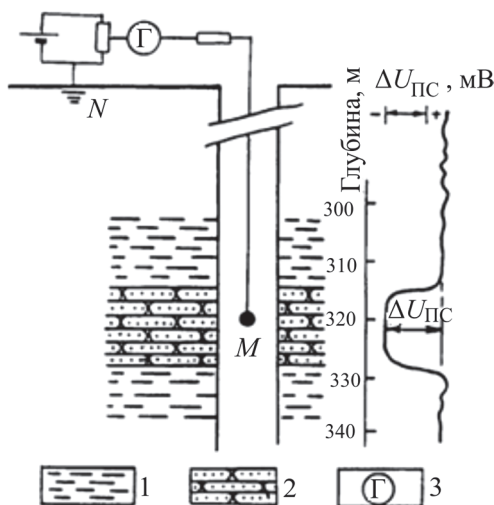


Рис. 1.2. Схема измерения ПС: 1 – глина; 2 – песчаник; 3 – регистрирующий прибор

Измерение естественных потенциалов (потенциалов самопроизвольной поляризации по скважине) сводится к замеру разности потенциалов между электродом M , перемещаемым по скважине, заполненной промывочной жидкостью, и электродом N , находящимся на поверхности вблизи устья скважины (рис. 1.2). Получаемая каротажная кривая называется кривой ПС, для которой точкой записи является электрод M . Кривая ПС позволяет судить только об изменении потенциала самопроизвольной поляризации по скважине, но не его абсолютной величине. На каротажных кривых ПС

обычно указывают масштаб регистрации разности потенциалов в мВ/см, но не отмечают начало отсчёта, т.е. у кривых ПС нет нулевой линии.

Иногда вместо потенциала ПС или в дополнение к нему измеряют кривую градиента ПС (ГПС), которая свободна от влияния блуждающих токов и позволяет более чётко отмечать границы пластов (см. рис. 1.1).

Искусственные электромагнитные поля создаются в горных породах генераторами постоянного или переменного тока различной мощности и представляют собой непосредственный результат деятельности человека, направленный на изучение глубинного строения территории, уточнение стратиграфических границ, построение различных геологических карт и т.д., т.е. на этапах поисков, разведки и разработки месторождений. Для изучения удельного электрического сопротивления горных пород, пересечённых скважиной, применяются следующие виды каротажа:

- каротаж обычными зондами – КС, в том числе и боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- боковой каротаж – БК;
- микрокаротаж – МК;
- индукционный каротаж – ИК.

Эти виды каротажа отличаются устройством измерительных установок (зондов) и некоторыми свойствами измеряемых величин.

Метод обычных зондов КС (рис. 1.3) – основной метод, применяющийся при изучении геологических разрезов незакрепленных скважин, заполненных электропроводящей промысловой жидкостью. В этом случае используются трёхэлектродные нефокусированные зонды.

Для замера сопротивления пород, пересечённых скважиной, используют четырёхэлектродную установку АМNB. Три электрода этой установки (*A*, *M*, *N* или *M*, *A*, *B*), присоединённые к концам кабеля и опускаемые в скважину, представляют каротажный зонд. Четвёртый электрод *B* или *N* (заземление) устанавливают на поверхности вблизи устья скважины. Электроды *A* и *B* – токовые или

питающие, M и N – измерительные. При каротаже всегда имеют дело с неоднородной средой, состоящей из пластов различного удельного сопротивления и промывочной жидкости, заполняющей скважину. В этих условиях замеренный результат сопротивления является условным и назван кажущимся удельным сопротивлением (КС или ρ_k).

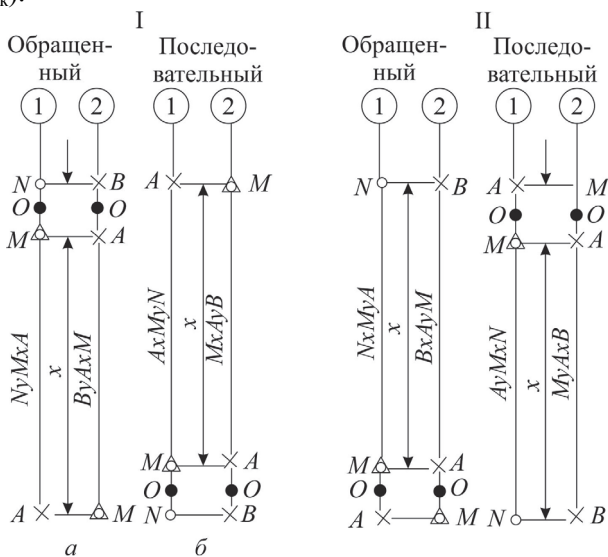


Рис. 1.3. Типы зондов: I – градиент-зонд: *a* – кровельный, *б* – подошвенный; II – потенциал-зонд; цифры в кружочках: 1 – однополюсный зонд (зонд прямого питания); 2 – двухполюсный зонд (взаимного питания); условные обозначения: \times – токовые электроды (A, B); \circ – измерительные электроды (M, N); \bullet – точка записи КС; \triangle – точка записи ПС

Для измерения КС пород применяют два основных типа зондов: градиент-зонды и потенциал-зонды (см. рис. 1.3).

Градиент-зондами называют зонды, у которых расстояние между парными электродами M и N или A и B мало по сравнению с расстоянием непарных электродов A и M или M и A . Размером градиент-зонда является величина AO ; где O – точка записи кривой КС, находящаяся в середине между парными электродами M, N (A, B). От величины AO зависит глубина исследования, которая тем

больше, чем больше размер зонда. Радиус исследования градиент-зондом приблизительно совпадает с его размером AO .

Потенциал-зонды – это зонды, у которых расстояние AM мало по сравнению с расстоянием между парными электродами M, N (A, B). Расстояние AM является размером потенциал-зонда. Его радиус исследования соответствует его удвоенному размеру, т.е. $2AM$.

Величина кажущегося удельного электрического сопротивления, определяющая форму кривой KC , зависит от мощности пласта, типа и размера зонда, его положения относительно границ пласта. Условно принято считать пласт мощным, если его размер превышает размеры зонда. Если удельное сопротивление пласта соответственно больше или меньше удельного сопротивления вмещающей среды, то пласт квалифицируется как пласт высокого или низкого сопротивления.

Оптимальное значение KC наиболее близко к истинному сопротивлению пласта. Оно соответствует величине кажущегося сопротивления ρ_k в точке, расположенной выше или ниже середины пласта приблизительно на половине длины зонда при использовании соответственно кровельного или подошвенного градиент-зонда. Величина кажущегося удельного сопротивления пласта конечной мощности зависит от его сопротивления, типа зонда, соотношения длины зонда и толщины пласта. Для пласта высокого сопротивления наибольший интерес представляют средние и максимальные величины ρ_k , измеренные градиент-зондом, и максимальные – потенциал-зондом. Фактические кривые сопротивления, записанные в скважине, имеют более сложную форму, чем расчетные или полученные на моделях, из-за неоднородности пласта и вмещающих пород, изменения диаметра скважины d_c и зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, угла наклона между осью скважины и плоскостью напластования.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) заключается в измерении кажущегося сопротивления пластов по разрезу скважин набором однотипных зондов разной длины. Результаты расчета кажущегося удельного сопротивления для пласта неограниченной мощности (Л.М. Альпин, С.Г. Комаров) представлены в виде кри-

вых, выражающих зависимость ρ_k от различных определяющих его параметров: для непроницаемого пласта – от удельных сопротивлений пласта ρ_n и промывочной жидкости ρ_c , диаметра скважины d_c и длины зонда L_3 ; для проницаемого пласта при наличии зоны проникновения, кроме перечисленных параметров, – от удельного сопротивления зоны проникновения $\rho_{зп}$ и ее диаметра D .

Эти кривые называются кривыми бокового каротажного зондирования (БКЗ). Такие кривые, сгруппированные по определенному признаку (двухслойные, трехслойные) и выражающие зависимость ρ_k/ρ_c от L_3/d_c для пласта неограниченной мощности, называются палетками БКЗ. Различают кривые БКЗ двух основных типов – двухслойные и трехслойные.

Двухслойные кривые БКЗ (рис. 1.4) рассчитаны для условий, когда проникновение промывочной жидкости в пласт отсутствует. При этом возможно, что сопротивление промывочной жидкости, заполняющей скважину, меньше сопротивления пласта ($\rho_c < \rho_n$) или сопротивление жидкости больше сопротивления пласта ($\rho_c > \rho_n$).

Двухслойные расчетные кривые БКЗ сгруппированы в палетки, обозначаемые БКЗ-1А (при $\rho_n > \rho_c$) и БКЗ-1Б (при $\rho_n < \rho_c$). Как видно на рис. 1.4, кривые палетки БКЗ-1А в своей правой части асимптотически приближаются к значениям удельного сопротивления пласта. Изображенная на палетках кривая *A* характеризует геометрическое место точек пересечения кривых БКЗ с их правыми асимптотами, кривая *B* – геометрическое место точек (максимумом и минимумом) кривых. Двухслойные кривые БКЗ обозначают одним относительным параметром ρ_n/ρ_c , который называется модулем кривой БКЗ и является ее шифром.

Трехслойные кривые БКЗ рассчитаны для случая проникновения промывочной жидкости в пласт. При этом в примыкающей к скважине части пласта образуется зона проникновения, условно принимаемая за цилиндрическую, диаметром D и с удельным сопротивлением $\rho_{зп}$ (промежуточным значением между ρ_c и сопротивлением в неизменной части пласта ρ_n).

Трехслойные кривые БКЗ определяются пятью параметрами: $\rho_{п}$, $\rho_{зп}$, $\rho_{с}$, D и d_c . Но в связи с тем что кривые БКЗ строятся в двойном логарифмическом масштабе на специальных прозрачных бланках, их форма и положение на палетках зависят от трех относительных параметров: $\rho_{зп}/\rho_{с}$, D/d_c и $\rho_{п}/\rho_{с}$.

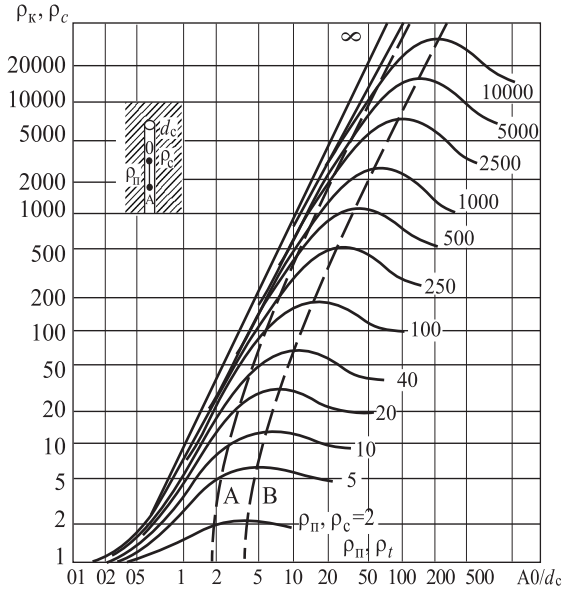


Рис. 1.4. Палетка БКЗ-1А для градиент-зондов при $\rho_{с} < \rho_{п}$

При проникновении фильтра промывочной жидкости в пласт возможны два случая: снижение удельного сопротивления (понижающее проникновение) и, наоборот, увеличение его сопротивления (повышающее проникновение). Принадлежность кривой БКЗ к повышающему либо понижающему проникновению промывочной жидкости определяется величиной $\rho_{п}/\rho_{зп}$. Если $\rho_{п}/\rho_{зп} < 1$, то наблюдается повышающее проникновение, при $\rho_{п}/\rho_{зп} > 1$ – понижающее.

Боковое каротажное зондирование проводят для определения истинного удельного сопротивления пластов и выявления проникновения фильтра промывочной жидкости в пласт.

При проведении БКЗ наиболее часто используются подошвенные или кровельные градиент-зонды длиной 0,45 (0,65); 1,05; 2,25; 4,25 и 8 м. Один из зондов БКЗ соответствует стандартному зонду для данного района (в Пермском крае – 2-метровый). В интервале проведения БКЗ необходимо определять удельное сопротивление резистивиметром и диаметр скважины каверномером, а также проводить измерение микрозондами.

Обработка диаграмм БКЗ заключается в выделении пластов, отсчете существенных значений кажущихся сопротивлений против них и построении кривых зависимости КС от размера зонда – кривых зондирования $\rho_k = f(AO)$. Выделение пластов и уточнение их границ производят по совокупности всех кривых КС, полученных зондами различной длины, с использованием диаграмм ПС, микрозондов и кавернограммы.

Кривая зависимости КС от длины зонда при бесконечной мощности пласта называется кривой БКЗ. Различают теоретические, или расчетные, и фактические кривые БКЗ. Теоретическими называют кривые, построенные на основании расчетных данных при помощи сеточного моделирования или графоаналитическим методом. Фактическими называются кривые зондирования, построенные по средним или оптимальным значениям КС, отсчитанным на коротажных диаграммах против однородных пластов большой мощности ($h > 15\text{--}20$ м). Такие пласты приравниваются к пластам неограниченной мощности, и кривые зондирования для них соответствуют кривым БКЗ и интерпретируются путем непосредственного их сравнения с теоретическими кривыми БКЗ.

В действительности однородные пласты большой мощности встречаются редко, преобладающее большинство пластов в разрезе имеет средние и малые мощности. В связи с этим кривые зондирования отличаются от кривых БКЗ и интерпретация их не может быть осуществлена путем непосредственного сравнения с теоретическими кривыми БКЗ.

При интерпретации БКЗ фактическую или экстремальную кривую зондирования сравнивают с теоретическими, среди которых находят кривую, соответствующую интерпретируемой. Это позво-

ляет считать, что интерпретируемая кривая имеет те же параметры, что и теоретическая. На основании этого определяют удельное сопротивление пласта и наличие или отсутствие проникновения промывочной жидкости в пласт, а при благоприятных условиях устанавливают глубину ее проникновения. Полученную фактическую кривую БКЗ сопоставляют вначале с кривыми двухслойной палетки БКЗ-1 (рис. 1.5).

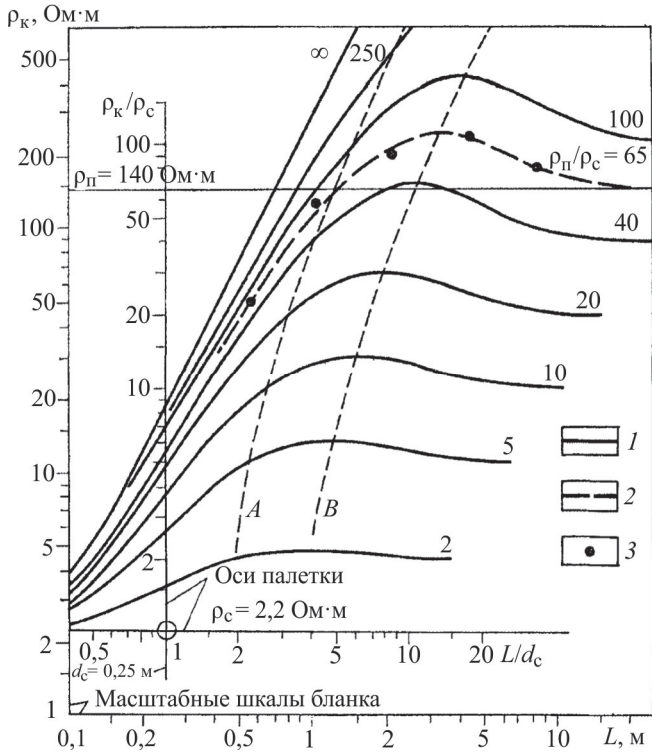


Рис. 1.5. Пример совмещения фактической двухслойной кривой БКЗ с палеткой БКЗ-1А: 1 – палеточная кривая; 2 – фактическая кривая БКЗ; 3 – существенные значения ρ_k

При этом бланк с фактической кривой БКЗ накладывают на палетку так, чтобы начала координат осей кривой и палетки совпадали. Если при этом фактическая кривая совмещается с одной из па-

леточных кривых или укладывается между двумя соседними расчетными кривыми БКЗ, повторяя их форму, то в пласте нет проникновения промывочной жидкости и фактическая кривая БКЗ является двухслойной. Удельное сопротивление такого пласта определяется в точке пересечения фактической кривой БКЗ и кривой *A* палетки.

Если же фактическая кривая БКЗ не совмещается ни с одной из двухслойных кривых БКЗ, то следует предположить наличие проникновения (понижающего или повышающего) промывочной жидкости в пласт. Кривая, соответствующая повышающему проникновению, отмечается крутым спадом после максимума. В случае понижающего проникновения фактические кривые БКЗ с увеличением размера зондов пересекают двухслойные расчетные кривые, переходя от кривых с меньшими значениями к кривым с большими величинами удельных сопротивлений.

Микрозондирование (микрокаротаж). Метод предназначен для детального расчленения разреза скважин, уточнения литологии разреза, выделения тонких пластов и пластов-коллекторов, исследования пород на небольшой глубине, и поэтому размеры микроустановок меньше диаметра скважины. Поскольку размеры микрозондов малы, сфера исследования их ограничивается частью пласта (промытой зоной), непосредственно прилегающей к стенке скважины. Микрозонды применяют в двух вариантах – в виде трехэлектродных нефокусированных стандартных зондов и зондов с радиальной фокусировкой (экранированные микрозонды МБК). В первом случае (рис. 1.6) на изолирующей пластине (башмаке) размещают три электрода на расстоянии 25 мм один от другого.

Их используют для одновременной регистрации диаграмм двух зондов – микроградиент-зонда (МГЗ) А 0,025 М 0,025 N с размером $AO = 37$ мм и микропотенциал-зонда (МПЗ) А 0,05 М с $AM = 50$ мм. Радиус исследования для МГЗ равен его длине (примерно 4 см), а для МПЗ – удвоенной длине зонда (10 – 12,5 см).

Данные микрозондирования служат для детального расчленения разрезов скважин, четкой отбивки границ пластов, уточнения литологии разреза, выделения маломощных прослоев и пластов-коллекторов и т.д.

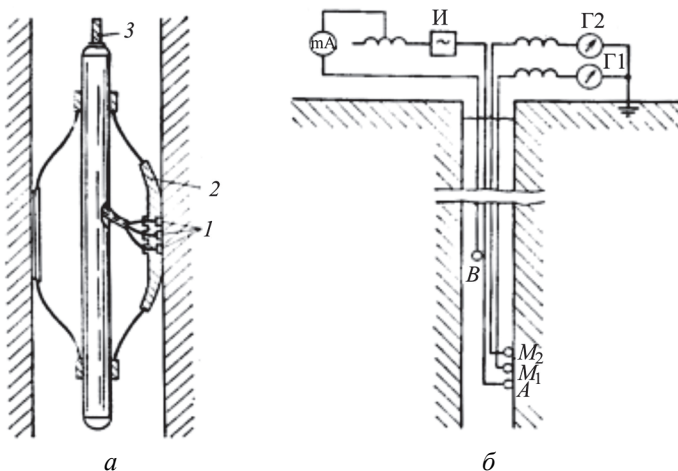


Рис. 1.6. Принципиальная схема измерений микрозондами: *а* – общий вид микрозонда: 1 – электроды, 2 – башмак, 3 – кабель; *б* – схема записи: Г1, Г2 – приборы для регистрации кривых

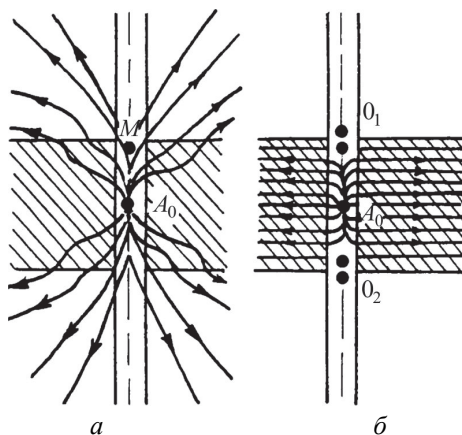


Рис. 1.7. Распределение токовых линий, выходящих против середины пласта высокого сопротивления электрода: A_0 обычного зонда (*а*) и зонда бокового каротажа (*б*)

Диаграммы экранированных зондов. Боковой каротаж. Под боковым каротажем (БК) понимают каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока (рис. 1.7).

Он является разновидностью каротажа по методу сопротивления с использованием зондов, в которых электрическое поле, создаваемое ими, является управляемым. Границы пластов по кривым зонда БК-3 соответствуют точкам на спаде кривой с определенным значением кажущегося удельного сопротивления. Радиус исследования трехэлектродного фокусированного зонда составляет примерно 1–2 м. Глубинность исследования равна трехкратной длине зонда. Так, при $L_3 = 1,2$ м глубинность исследования составляет 3 м.

Данные методов БК позволяют более детально расчленить геологический разрез (особенно эффективен при расчленении карбонатных высокоомных разрезов, заполненных соленой промывочной жидкостью с $\rho_c < 0,1-0,5$ Ом·м), установить его литологию, выделить пласты-коллекторы, истинное удельное сопротивление и т.п.

Микробокковой каротаж (МБК) – микрокаротаж с фокусировкой тока (рис. 1.8). Малые расстояния между электродами в МБК обуславливают небольшую глубину исследования. Однако благодаря наличию экранного электрода ток распространяется по пласту вблизи скважины пучком, практически перпендикулярным ее стенке. Вследствие этого заметно уменьшается влияние глинистой корки и пленки промывочной жидкости между башмаком и стенкой скважины.

Наиболее широкое применение МБК находит при исследованиях скважин, заполненных минерализованной промывочной жидкостью. Показания МБК против нефтегазонасыщенных пластов меньше показаний БК за счет наличия зоны понижающего проникновения. Радиус исследования составляет примерно 40–50 см.

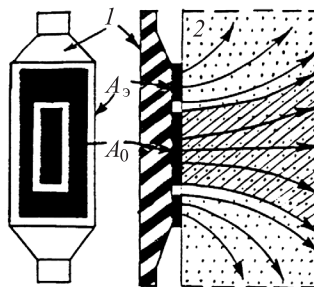


Рис. 1.8. Схема двухэлектродного бокового микрозонда и характер распределения токовых силовых линий: 1 – башмак микрозонда; 2 – изучаемая среда. Заштрихованы области фокусировки тока

Индукционный картаж (ИК) является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород. ИК выгодно отличается от каротажа обычными зондами и от БК тем, что применим не только в скважинах, заполненных промывочной жидкостью (проводящей ток), но и в скважинах с непроводящей жидкостью (нефтью или промывочной жидкостью, приготовленной на нефтяной основе), воздухом или газом. Замеренная величина электропроводности характеризует кажущуюся проводимость аналогично кажущемуся удельному сопротивлению. Удельная электрическая проводимость выражается в сименсах на метр (См/м).

Кривая кажущейся удельной проводимости, регистрируемая в ИК, практически линейно отражает изменение проводимости среды. Она соответствует перевернутой кривой кажущихся сопротивлений в практически гиперболическом масштабе сопротивлений (рис. 1.9).

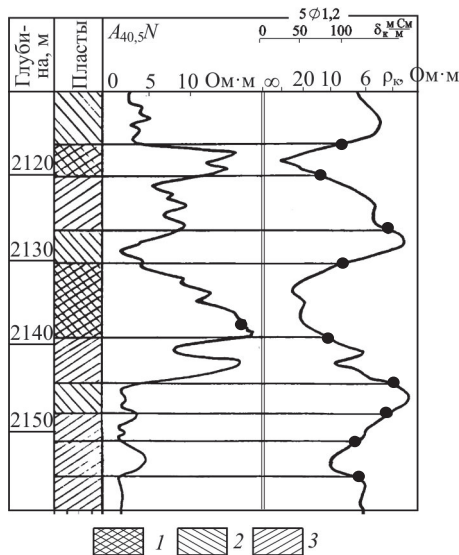


Рис. 1.9. Расчленение разреза по диаграмме индукционного каротажа. Пласты удельного сопротивления: 1 – высокового; 2 – среднего; 3 – низкого (точки на кривой ИК соответствуют границам пластов)

Благодаря этому усиливается дифференциация кривой против пород, имеющих низкое удельное сопротивление, и происходит сглаживание ее против пород с высоким удельным сопротивлением. В индукционном каротаже в отличие от других методов сопротивления не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промыточной жидкостью. Это дает возможность применять ИК в тех случаях, когда используются непроводящие промыточные жидкости (приготовленные на нефтяной основе), а также в сухих скважинах. По диаграммам ИК можно более точно определить удельное сопротивление низкоомных водоносных коллекторов и положение ВНК.

1.2. Радиоактивные методы каротажа

Геофизические методы изучения геологического разреза скважин, основанные на измерении характеристик полей ионизирующих излучений (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов элементов, называют радиоактивным каротажем (РК). Наиболее широкое распространение получили следующие виды радиоактивного каротажа: гамма-картаж, предназначенный для изучения естественного γ -излучения горных пород; гамма-гамма-картаж и нейтронный картаж, основанный на эффекте взаимодействия с горной породой источников γ -излучения и нейтронов.

Гамма-картаж (ГК) позволяет проводить измерения интенсивности естественного γ -излучения пород вдоль ствола скважины. Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют при помощи индикатора γ -излучения, расположенного в глубинном приборе.

В качестве индикатора используют счетчики Гейгера–Мюллера или более эффективные, лучше расчленяющие разрез сцинтилляционные счетчики. Полученная в результате замера кривая, характеризующая интенсивность γ -излучения пластов вдоль ствола скважины, называется гамма-картажной кривой ГК (рис. 1.10).

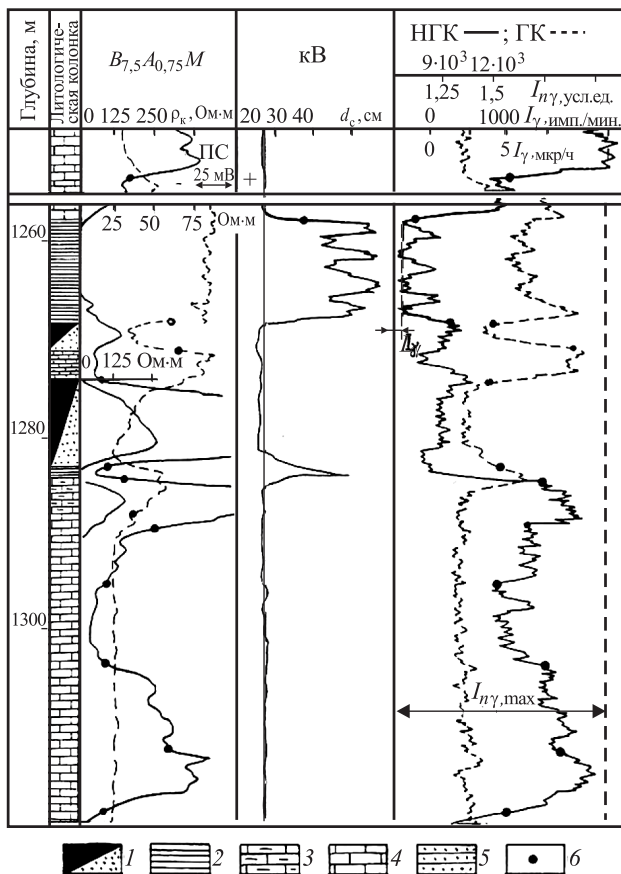


Рис. 1.10. Расчленение разреза по водородосодержанию пород по диаграммам ГК, НГК и электрометрии: 1 – песчаник нефтеносный; 2 – глина; 3 – известняк глинистый; 4 – известняк; 5 – алевролит глинистый; 6 – точки, соответствующие границам пластов на кривых ГИС

Наибольшей радиоактивностью характеризуются глинистые породы за счет большой адсорбирующей поверхности, на которой максимально осаждаются продукты распада радиоактивных элементов.

Интенсивность γ -излучения пластов, вскрываемых скважиной, приблизительно пропорциональна γ -активности пород. Единицы измерения – микрорентген/час (мкР/ч) или имп/мин.

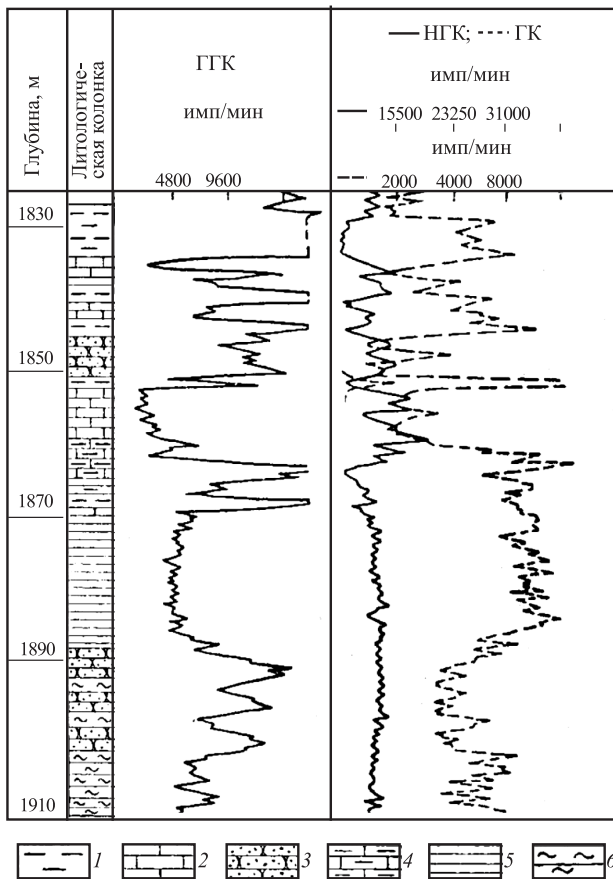


Рис. 1.11. Сопоставление кривых радиоактивного каротажа:
 1 – глина; 2 – известняк плотный; 3 – песчаник; 4 – известняк глинистый; 5 – аргиллит; 6 – алевролит

ГК находит широкое применение для изучения литологии пород, выделения глинистых и продуктивных пластов, качественной и количественной оценки их глинистости, а иногда и пористости

коллекторов, при корреляции разрезов скважин, в том числе и обсаженных колонной.

Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК). Измерение характеристик полей рассеянного γ -излучения, возникающего при облучении горных пород источником γ -квантов вдоль ствола скважины, называется ГГК. В методе ГГК различают две основные модификации в методе ГГК: плотностной и селективный. Более широко используется плотностной ГГК.

Между интенсивностью рассеянного γ -излучения и плотностью горных пород существует обратная зависимость: чем больше плотность, тем больше рассеяние и тем меньше регистрируемое γ -излучение.

На кривой ГГК минимальные показания соответствуют плотным породам – ангидритам, крепким доломитам и известнякам, максимумами выделяются наименее плотные породы – гипсы, глины, каменная соль, высокопористые разности известняков, песчаников, доломитов. Средними и пониженными значениями отмечаются глинистые известняки и песчаники (рис. 1.11).

Нейтронный гамма-каротаж и его модификации. При нейтронном каротаже изучаются характеристики нейтронного и γ -излучений, возникающих при облучении горных пород источником нейтронов. Различают стационарные и импульсные нейтронные методы исследования скважин.

К числу стационарных методов относятся:

- нейтронный гамма-каротаж (НГК);
- нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННК-Т) и надтепловым (ННК-Н) нейтронам.

Результаты измерений при нейтронном каротаже представляют в виде кривой изменения вторичного гамма-излучения или плотности тепловых (надтепловых) нейтронов с глубиной. В скважинном приборе, который используется при нейтронном каротаже, содержатся источник и индикатор γ -излучения (при НГК) или плотности нейтронов (при ННК-Т и ННК-Н). Единицы измерения – условные единицы (у.е.) или имп/мин.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК). Собственно нейтронный гамма-каротаж (НГК) основан на измерении характеристик поля γ -излучения, возникающего под действием внешнего источника нейтронов (см. рис. 1.10 и 1.11). По нейтронным свойствам осадочные горные породы можно разделить на две группы – большого и малого водородосодержания. К первой группе пород относятся глины, характеризующиеся высокой влагоемкостью (пористостью) и содержащие значительное количество минералов с химически связанной водой (водные алюмосиликаты), гипсы, отличающиеся малой пористостью, но содержащие химически связанную воду, а также некоторые очень пористые и проницаемые песчаники и карбонатные породы, насыщенные в естественных условиях жидкостью. На диаграммах НГК эти породы отмечаются низкими показаниями. Во вторую группу пород входят малопористые разности – плотные известняки и доломиты, цементированные песчаники и алевролиты, а также гидрхимические образования (ангидриты, каменная соль). На диаграммах НГК, зарегистрированных большими зондами, эти породы выделяются высокими показаниями. Против других осадочных пород (песков, песчаников, пористых карбонатов) показания НГК зависят от их глинистости и содержания в них водорода (насыщенности водой, нефтью или газом).

Нефть и вода содержат почти одинаковое количество водорода, поэтому нефтеносные и водоносные пласты с малым содержанием хлора отмечаются приблизительно одинаковыми значениями НГК. Газоносные пласты отмечаются на кривой НГК более высокими показаниями, чем такие же по литологии и пористости пласты, заполненные нефтью или водой, так как газ, имеющий низкую плотность, отмечается меньшим водородосодержанием.

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННК_Т) и надтепловым (ННК_Н) нейтронам. На диаграммах ННК_Т, полученных при помощи длинных зондов, водородосодержащие пласты выделяются, так же как и на кривых НГК, низкими значениями, малопористые пласты – более высокими значениями. Однако на показания ННК_Т значительное влияние оказывают элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому ННК_Т

весьма чувствителен к содержанию хлора и получаемые результаты сильно зависят от минерализации промывочной жидкости и пластовой воды. Показания $\text{ННК}_\text{Н}$ практически не зависят от содержания в окружающей среде элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов, в том числе и хлора. Они определяются главным образом замедляющими свойствами среды – водородосодержанием. Следовательно, показания $\text{ННК}_\text{Н}$ более тесно связаны с содержанием водорода в породе, чем показания НГК и $\text{ННК}_\text{Т}$. Методы $\text{ННК}_\text{Т}$ и $\text{ННК}_\text{Н}$ имеют преимущество перед НГК в том, что их показания свободны от влияния естественного γ -излучения и γ -излучения источников нейтронов. Длина зондов при $\text{ННК}_\text{Т}$ и $\text{ННК}_\text{Н}$ выбирается равной 0,4–0,5 м.

Для нейтрон-нейтронного каротажа характерна малая глубина исследования, которая изменяется в зависимости от свойств пород и их водородосодержания от 20 до 30 см, уменьшаясь с ростом водородосодержания. Наименьший радиус исследования характерен для $\text{ННК}_\text{Н}$, так как область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых.

Нейтронный каротаж в комплексе с ГК и другими методами ГИС дает возможность выделять в разрезе глины, плотные породы и участки повышенной пористости. В сочетании с ГК нейтронные методы используются для выявления газонасыщенности зон. В эксплуатационных скважинах методы НК применяются для определения местоположения газожидкостного и водонефтяного контактов.

Импульсный нейтронный каротаж. Сущность импульсного нейтронного каротажа заключается в изучении нестационарных нейтронных полей и γ -полей, создаваемых генератором нейтронов, который работает в импульсном режиме с частотой следования импульсов от 10 до 500 Гц. Сущность импульсного режима заключается в облучении пластов, вскрываемых скважиной, импульсами нейтронов длительностью $\Delta t_\text{д}$, следующими друг за другом через определенный промежуток времени t (рис. 1.12).

По истечении времени t_3 (время задержки) включается наземная измерительная аппаратура, и на протяжении времени Δt (окно

временного анализатора) измеряется плотность нейтронов или продуктов их взаимодействия с веществом. Изменяя время включения измерительной аппаратуры (время задержки t_3) и измеряя плотность нейтронов на протяжении отрезка времени Δt , изучают процессы взаимодействия с веществом, характерные для данного времени жизни нейтронов.

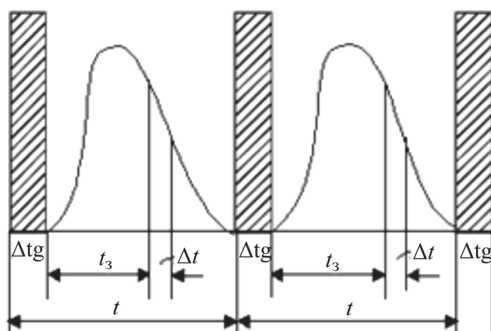


Рис. 1.12. Схема принципа измерения импульсными нейтронными методами

При помощи импульсных нейтронных методов каротажа (ИНК) изучают: 1) зависимости плотности (числа) тепловых нейтронов n_t или интенсивности вторичного γ -излучения $I_{\text{НГК}}$ от времени; 2) закономерности взаимодействия нейтронов с веществом в заданный момент времени с регистрацией элементарных частиц в течение времени t_3 .

В практике исследования нефтегазовых скважин импульсными методами в настоящее время используются зонды длиной 35–40 см. Наличие зоны проникновения фильтрата глинистого раствора эквивалентно увеличению диаметра скважины. В проницаемых пластах глубина проникновения фильтрата раствора обычно превышает радиус исследования, и в течение первого периода после крепления скважины показания ИНК обусловлены в основном только влиянием зоны проникновения.

При качественной интерпретации диаграммы ИНК руководствуются следующим: малопористые неглинистые пласты, нефте-

носные и газоносные коллекторы характеризуются максимальными показаниями на кривых плотностей тепловых нейтронов n_t и γ -излучений $I_{\text{НГК}}$; глинистые пласты, высокопористые коллекторы, насыщенные минерализованной водой, и другие – минимальными показаниями.

При изучении нефтяных и газовых месторождений главной задачей является выделение в разрезе нефтегазоносных пластов и определение водонефтяного (ВНК) и газожидкостного (ГЖК) контактов. Наиболее надежно она решается по нескольким диаграммам ИНК, полученным при различных задержках t_3 . В этом случае положительные результаты при определении ВНК получают в неперфорированных высокопористых пластах без проникновения в них фильтрата раствора при содержании NaCl в пластовой воде 30–50 г/л и в перфорированных при концентрации NaCl более 100 г/л. Стационарные методы нейтронного каротажа (НК) в этих условиях неэффективны. ИНК также нашел широкое применение при исследовании действующих, обсаженных колоннами скважин для прослеживания водонефтяного и газожидкостного контактов, установления нефтенасыщенных зон и интервалов, не отдающих нефть, выявления перетоков нефти и газа между пластами, прослеживания продвижения фронта воды, сопоставления разреза и границ ВНК скважин, крепленных колонной и открытых.

1.3. Акустические и другие неэлектрические методы исследования скважин

Акустический каротаж (АК) основан на изучении характеристик упругих волн ультразвукового и звукового диапазона в горных породах. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в ней и в окружающих породах и воспринимаются приемниками, расположенными в той же скважине.

Акустический каротаж в основном варианте сводится к определению скорости распространения упругих колебаний в пересеченных скважиной породах (АК по скорости); могут также определяться поглощающие свойства горных пород (АК по затуханию).

Скорость распространения упругих волн в горных породах зависит от их минералогического состава, пористости и формы порового пространства и, следовательно, тесно связана с их литологическими и петрографическими свойствами. Поглощающие свойства горных пород различаются еще больше, чем скорости распространения в них упругих волн, и зависят от геологического характера пород. Среди горных пород выделяются по большому ослаблению ими упругих колебаний газоносные, трещинные и кавернозные породы. Сильное влияние на затухание оказывает глинистость пород. Основным зондом, применяемым в АК, является трехэлементный (рис. 1.13), который состоит из возбуждающего упругий импульс излучателя И и двух расположенных на некотором расстоянии от него приемников П1 и П2, воспринимающих колебания.

Вместо двух приемников П1 и П2 могут быть установлены два излучателя И1 и И2, т.е. излучатель соответственно заменяется приемником. При такой перемене мест излучателей и приемников сущность зонда сохраняется. Расстояние между приемниками П1 и П2 является характерной величиной – базой S ; длине зонда L_z соответствует расстояние от излучателя до ближайшего приемника.

Акустический каротаж по скорости основан на изучении скорости распространения упругих волн в горных породах, вскрываемых скважинами путем измерения интервального времени $\Delta t = (t_2 - t_1)/S$ (мкс/м). Часть пути от излучателя до приемника возбужденная волна проходит по промывочной жидкости и глинистой корке. Эти отрезки пути одинаковы для каждого из приемников,

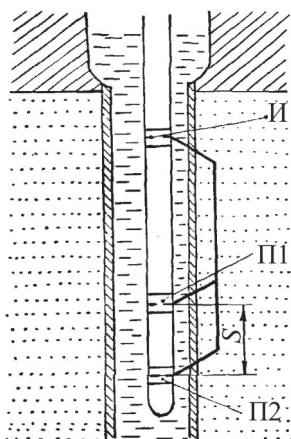


Рис. 1.13. Установка АК трехэлементного зонда: И – излучатель; П1 и П2 – приемники; S – длина базы зонда

вычитаются из времени вступления t_2 и t_1 , что обеспечивает исключение влияния скважины при измерениях трехэлектродным зондом. Влияние скважины возможно лишь в том случае, если в интервале между приемниками резко изменяется диаметр скважины.

Разность путей, проходимых волной от излучателя до первого и второго приемников, равняется длине отрезка ПП2, т.е. базе зонда S . Из этого следует, что скорость распространения упругой волны

$$V_n = S / (t_2 - t_1),$$

или время пробега на единицу длины в трехэлементном зонде

$$\Delta t = 1 / V_n = (t_2 - t_1) / S.$$

Скорость распространения упругой волны в пласте V_n , определяемая при акустическом каротаже, называется пластовой, или интервальной, а Δt – интервальным временем пробега продольной волны.

Акустический каротаж по затуханию основан на изучении характеристик затухания упругих волн в породах, вскрываемых скважиной. Энергия упругой волны и амплитуда колебаний, наблюдаемых в той или иной точке, зависят от многих факторов – мощности излучателя, расстояния от него до данной точки и характера горных пород. В однородной среде при распространении волны со сферическим фронтом количество энергии, приходящейся на единицу объема, уменьшается пропорционально квадрату расстояния от рассматриваемой точки до излучателя; амплитуда колебаний уменьшается обратно пропорционально этому расстоянию.

При акустическом каротаже измеряется скорость распространения упругих волн в породе в интервале базы зонда. Породы, залегающие за пределами базы, не влияют на измеряемые величины. Мощный пласт ($h > S$) характеризуется симметричной аномалией, ширина которой между точками отхода (точки отклонения от вмещающей среды) равна сумме мощности пласта и базы зонда ($h + S$). Вертикальный участок характеризует истинное время пробега волн. Для пласта с пониженной скоростью распространения колебаний аномалия времени Δt будет положительной. Тонкий пласт ($h \leq S$) в однородной толще характеризуется симметричной анома-

лией. Если мощность пласта $h = S$, то кривая имеет симметричную форму и значение Δt в максимуме (минимуме) дает представление об истинной пластовой скорости (рис. 1.14).

Данные АК в комплексе с другими методами ГИС дают возможность определить пористость пород; выделить зоны трещиноватости и кавернозности в карбонатном разрезе; уточнить литологию разреза; получить сведения о высоте подъема цементного кольца в затрубном пространстве и качестве цементации скважин, вычислить средние и пластовые скорости распространения упругих колебаний, используемых при интерпретации данных сейсморазведки.

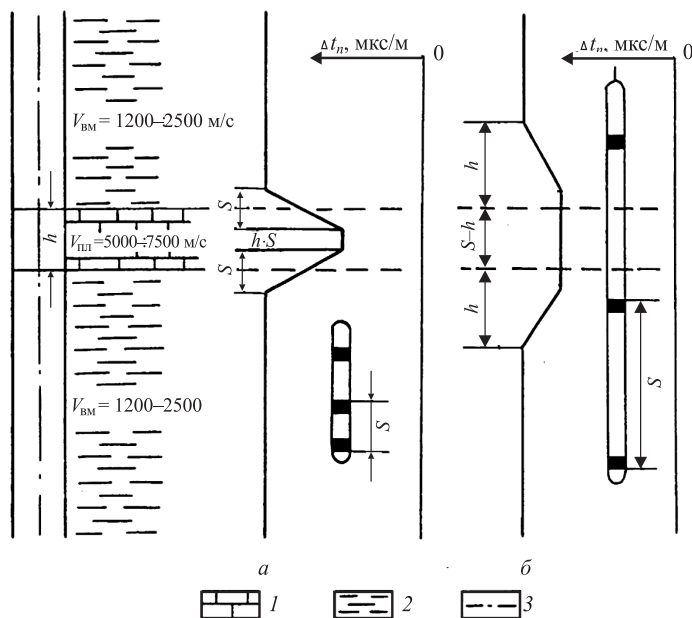


Рис. 1.14. Кривые интервального времени для пластов различной мощности: а – мощный пласт ($h > S$); б – тонкий пласт ($h < S$);

1 – известняк; 2 – глина; 3 – ось скважины

Кавернометрия (измерение диаметра ствола скважины). Фактический диаметр скважины d_c в ряде случаев отклоняется от его номинального $d_{ном}$, равного диаметру долота, которым бурилась

скважина. Увеличение d_c (образование каверн в стволе скважины) наблюдается против глин и сильноглинистых разностей (мергелей и др.) из-за гидратации тонкодисперсных глинистых частиц и в результате их размыва гидромониторным воздействием струи, вытекающей из долотных отверстий.

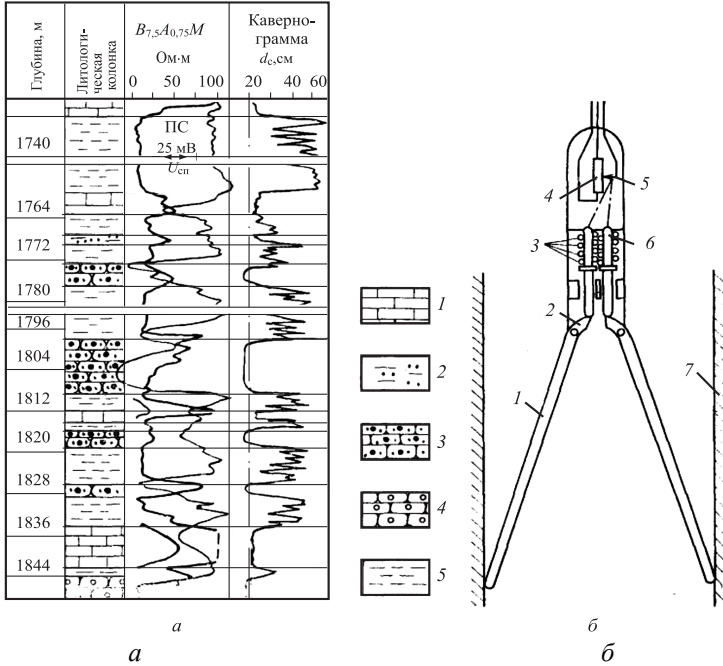


Рис. 1.15. Литологическая колонка по данным кавернометрии и электрического каротажа (а) и схема конструкции каверномера (б): а: 1 – известняк; 2 – алевролит; 3 – песчаник нефтенасыщенный; 4 – песчаник водонасыщенный; 5 – глинистая порода; б: 1 – длинное плечо рычага; 2 – короткое плечо рычага; 3 – пружина; 4 – омический датчик; 5 – ползунок; 6 – шток; 7 – стенка скважины

Оседание глинистых частиц против проницаемых пластов в результате фильтрации бурового раствора в пласт способствует образованию глинистой корки на стенке скважины, что приводит к уменьшению диаметра d_c . Толщина глинистой корки изменяется

от нескольких миллиметров до 5 см и более. Результаты кавернометрии используют при обработке данных ГИС, для выделения пластов горных пород и определения их литологического состава. Диаметр скважины измеряется с помощью каверномеров (рис. 1.15, б), которые различаются по своим конструктивным особенностям. Каверномер представляет сведения о среднем диаметре скважины. Единицы измерения – сантиметры (см).

Наибольшее распространение нашли каверномеры с четырьмя рычагами, попарно расположенными во взаимно перпендикулярных плоскостях. Движения измерительных рычагов под влиянием изменения диаметра скважины преобразуется с помощью датчиков в электрические сигналы, передаваемые на каротажную станцию и регистрируемые в виде кавернограммы КВ (рис. 1.15, а).

Глава 2. КАЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС

2.1. Литологическое расчленение разрезов скважин по данным ГИС

Для изучения литологического состава пород используется большинство существующих методов ГИС в различных сочетаниях. Оптимальный комплекс ГИС выбирается в зависимости от конкретных геологических условий разреза. Это связано с тем, что каждый из методов ГИС обладает разной эффективностью при «узнавании» той или иной литологической разновидности пород. Классификация осадочных горных пород основывается на различии их физических и химических свойств. Исследования разрезов скважин по материалам ГИС также базируются на различии физических свойств пород, которые, однако, нельзя отождествлять с физическими параметрами пород (удельным электрическим сопротивлением, естественной радиоактивностью и пр.). При геологической интерпретации важное значение имеют не абсолютные величины тех или иных параметров, а их соотношения. Методика литологического расчленения наиболее типичных разрезов – терригенного и карбонатного – имеет некоторые различия.

Терригенный разрез. Литологическое расчленение разреза по данным ГИС проводят в два этапа: сначала разделяют породы на коллекторы и неколлекторы, а затем среди коллекторов и неколлекторов выделяют отдельные литологические разности (рис. 2.1). В терригенном разрезе неколлекторы делятся на глинистые и на все прочие вмещающие породы. По данным ГИС безошибочно можно определить только группу глинистых пород (собственно глины, аргиллиты, глинистые сланцы). Все эти породы характеризуются увеличением диаметра скважины (КВ) по сравнению с номинальным, низким кажущимся удельным электрическим сопротивлением (КС), наиболее высокими показаниями ПС и ГК, низкими показаниями НГК и микрозондов, наиболее высокими значениями Δt (АК).

Среди прочих вмещающих пород можно выделить по крайней мере два класса неколлекторов с различной глинистостью и пористостью.

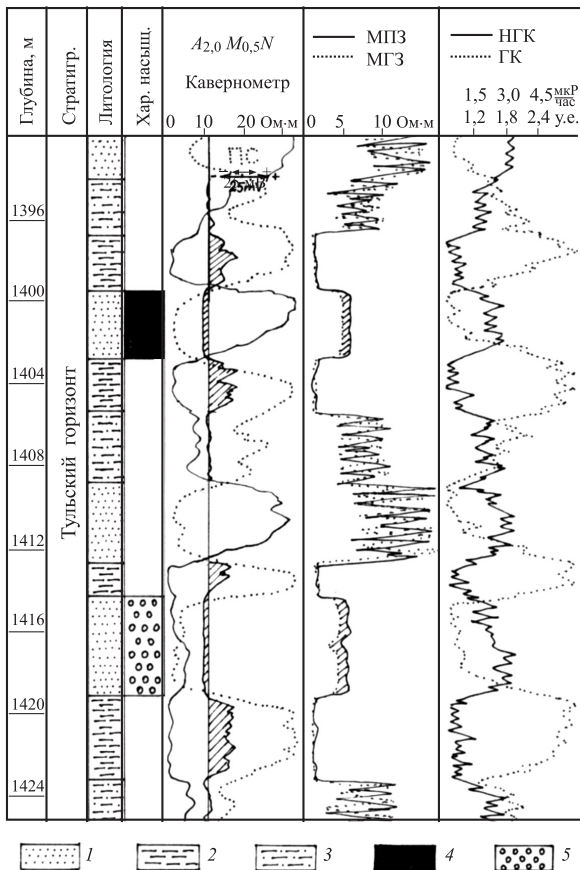


Рис. 2.1. Литологическое расчленение терригенного разреза и выделение коллекторов по данным ГИС: 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – нефтенасыщенный коллектор; 5 – водонасыщенный коллектор. Заштрихованные участки: на кавернограмме – признаки коллектора (уменьшение диаметра скважины) и глинистых пород (увеличение диаметра скважины); на кривой микрокаротажа – признаки коллектора

К первому классу относятся песчаники и алевролиты, характеризующиеся более низкой пористостью и более высокой глинистостью по сравнению с худшими коллекторами; они отмечаются высокими показаниями на диаграммах БКЗ, БК и микрозондов, низкими значениями Δt на диаграммах АК, повышенными показаниями НГК, промежуточными значениями на диаграммах ПС и ГК, но более близкими к показаниям в худших коллекторах. Второй класс включает глины, содержащие песчаный, алевролитовый или карбонатный материал, для которых характерны показания методов ГИС, типичных для глин. Некоторое их отличие заключается в небольшом увеличении удельного сопротивления по сравнению с сопротивлением чистых глин, в наличии незначительных отрицательных аномалий ПС по отношению к линии чистых глин и в незначительном понижении радиоактивности по сравнению с чистыми глинами на диаграмме ГК.

В терригенном разрезе возможно также присутствие неколлекторов, представленных песчаниками и алевролитами с карбонатным цементом и плотными известняками. Эти породы отмечаются обычно низкими показаниями на кривых ПС и ГК, как и чистые коллекторы; но наряду с этим для них характерны высокие показания на диаграммах НГК, микрозондов и минимальные значения Δt на кривых АК.

Карбонатный разрез. При расчленении карбонатного разреза по данным ГИС сначала выделяют межзерновые коллекторы, а в остальной части разреза проводят литологическое расчленение с выделением сложных коллекторов. Глины хорошо выделяются по диаграммам ГИС, как и в терригенном разрезе. Мергели отмечаются повышенными значениями КС, более высокими, чем глины, но меньшими, чем известняки и доломиты. На диаграммах НГК мергелям отвечают промежуточные показания, а на кавернограмме – обычно показания номинального диаметра скважины.

Низкопористые известняки и доломиты расчленяют на классы неколлекторов и кавернозно-трещинных коллекторов по фильтрационным свойствам и на классы известняков, доломитов и промежуточных литологических разностей по минеральному составу скелета.

В первом случае задачу можно решить с помощью диаграмм стандартного комплекса и специальных исследований ГИС, вторую – по данным комплексной интерпретации диаграмм НК_T, ГК и АК. Максимальные значения сопротивления свойственны плотным карбонатным породам; более низкие значения сопротивления – пористым и проницаемым разностям. Естественная радиоактивность в чистых известняках и доломитах минимальна и возрастает с повышением глинистости этих пород. Эта зависимость настолько очевидна, что по данным ГК можно оценивать степень глинистости карбонатных пород (рис. 2.2).

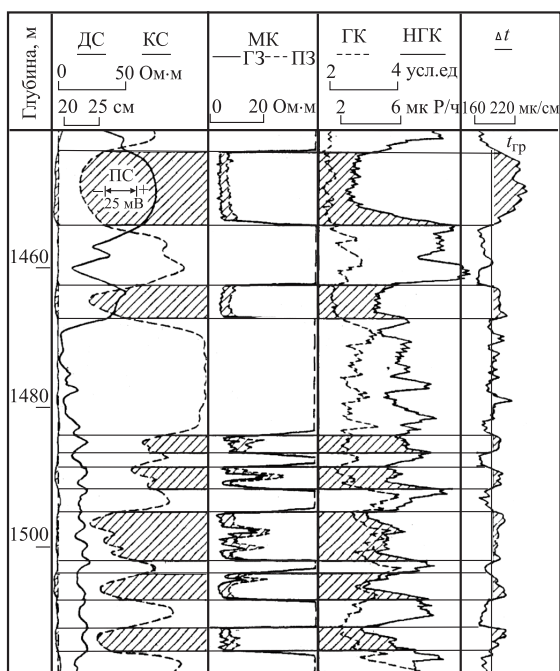


Рис. 2.2. Выделение гранулярных коллекторов в карбонатном разрезе (коллекторы заштрихованы)

Показания НК против плотных пород максимальные, против высокопористых и кавернозных пород существенно понижены. Глинистые карбонатные породы также отмечаются низкими значе-

ниями НГК. Отличить их от пористых пород удается путем сопоставления диаграмм НГК с диаграммами ГК и ПС, на которых глинистые породы четко отображаются. В плотных карбонатах диаметр скважины соответствует номинальному, в глинистых разностях и в кавернозных породах отмечается его увеличение, против пористых пород наблюдается образование глинистой корки.

2.2. Составление геолого-геофизического разреза одной скважины и межскважинная корреляция

Основные задачи, решаемые при составлении геолого-геофизического разреза каждой скважины, состоят в расчленении пройденных при бурении пород на отдельные слои (пласты), в определении их литологического состава и стратиграфической принадлежности. При этом отдельным слоем (или пластом) считают ту часть разреза скважины, которая сложена однородными породами и поэтому на диаграммах ГИС характеризуется более или менее постоянными величинами геофизических параметров. Границы между соседними пластами определяют по комплексу ГИС и проводят в местах резкого изменения физических свойств (см. рис. 2.1 и 2.2). Разрешающая способность почти всех методов ГИС такова, что по их данным можно уверенно выделить пласты, мощность которых не превышает 1 м, а применив особые методы ГИС, можно обособить пласты толщиной всего лишь 10–15 см.

Выяснение литологического состава выделенных пластов базируется на материалах обработки керна и шлама, а стратиграфическое расчленение основывается на палеонтологических данных. Границы стратиграфических подразделений следует увязывать с местами наиболее резкого изменения литологического состава, так как фактически в основе стратиграфического расчленения лежит литологический признак.

При межскважинной корреляции разрезов скважин по данным ГИС предполагается, что один и тот же пласт в разрезах разных скважин одинаково отражается на диаграммах ГИС и характеризуется очень похожими по конфигурации каротажных кривых участ-

ками разреза. Сходство конфигурации сопоставляемых участков диаграмм ГИС является наиболее важным и убедительным признаком тождества пласта, прослеживаемого в разрезах ряда скважин. Особенно сильное сходство наблюдается в мощных опорных пластах, резко отличающихся от соседних пород по физическим параметрам и распространенных по всей изучаемой площади. Такими реперами могут быть, например, карбонатная толща плотных доломитов и доломитизированных известняков сакмарского яруса, глинистые пачки веряя, непроницаемые известняки саргаевского и кыновского горизонтов.

Корреляцию разрезов соседних скважин лучше всего начинать с отождествления во всех обследуемых разрезах одного или нескольких опорных горизонтов, отчетливо прослеживающихся по диаграммам ГИС. После того как разрезы скважин в первом приближении сопоставлены, приступают к их детальной корреляции. Задачей сравнения является выделение тех же слоев, пачек и горизонтов, которые были установлены ранее в первой скважине. Пласты, слои и пачки прослеживаются по сходству конфигураций диаграмм ГИС. Для выявления основных закономерностей разреза и ликвидации локальных неоднородностей, зафиксированных на каротажных кривых, целесообразно составлять интегральные диаграммы ГИС. Для этого разрез исследуемой скважины разбивают на неравные интервалы, каждый из которых представляет собой участок кривой ГИС, объединяющий точки на каротажной диаграмме с близкими друг к другу показаниями того или иного геофизического параметра.

Такой подход позволяет решить задачу стратификации разрезов скважин с помощью выделенных на интегральных диаграммах маркирующих (реперных) пластов различного класса, по которым также можно определить глубины сейсмических отражающих горизонтов, интервалы водоносных и водоупорных толщ и т.п. Детальное расчленение разрезов скважин дает возможность единообразно стратифицировать вскрытые отложения, проследить выделенные подразделения разреза во всех скважинах, наблюдая при этом за

изменениями их мощности и литофациальной изменчивостью. Следует отметить, что иногда корреляцию некоторых частей скважин удастся осуществить даже по диаграммам одного геофизического параметра.

Корреляцию разрезов соседних скважин лучше всего начинать с отождествления во всех обследуемых разрезах одного или нескольких опорных горизонтов, отчетливо прослеживающихся по диаграммам ГИС. После того как разрезы скважин в первом приближении сопоставлены, приступают к их детальной корреляции. Задачей сравнения является выделение тех же слоев, пачек и горизонтов, которые были установлены ранее в первой скважине. Пласты, слои и пачки прослеживаются по сходству конфигураций диаграмм ГИС. Для выявления основных закономерностей разреза и ликвидации локальных неоднородностей, зафиксированных на каротажных кривых, целесообразно составлять интегральные диаграммы ГИС. Для этого разрез исследуемой скважины разбивают на неравные интервалы, каждый из которых представляет собой участок кривой ГИС, объединяющий точки на каротажной диаграмме с близкими друг к другу показаниями того или иного геофизического параметра.

Сведения по корреляции можно представить на чертеже, который называют корреляционной схемой (рис. 2.3). Для более удобного сопоставления разрезов один из пластов в верхней части сравниваемого комплекса отложений принимается за горизонтальную плоскость, которая на чертеже изображается горизонтальной линией (линией сопоставления).

Разрезы всех скважин выравниваются по этому пласту, в связи с чем все изменения мощности нижележащей толщи пород становятся легкозаметными. Границы одновозрастных слоев, прослеженные в разных скважинах, соединяются прямыми линиями. Для более удобного чтения корреляционной схемы на одной из колонок какой-либо скважины обычно изображают литологический состав разреза. Весьма важным моментом при составлении корреляционной схемы является выбор опорного пласта (горизонта), по которому проводится сопоставление всех разрезов скважин, участвующих в корреляции.

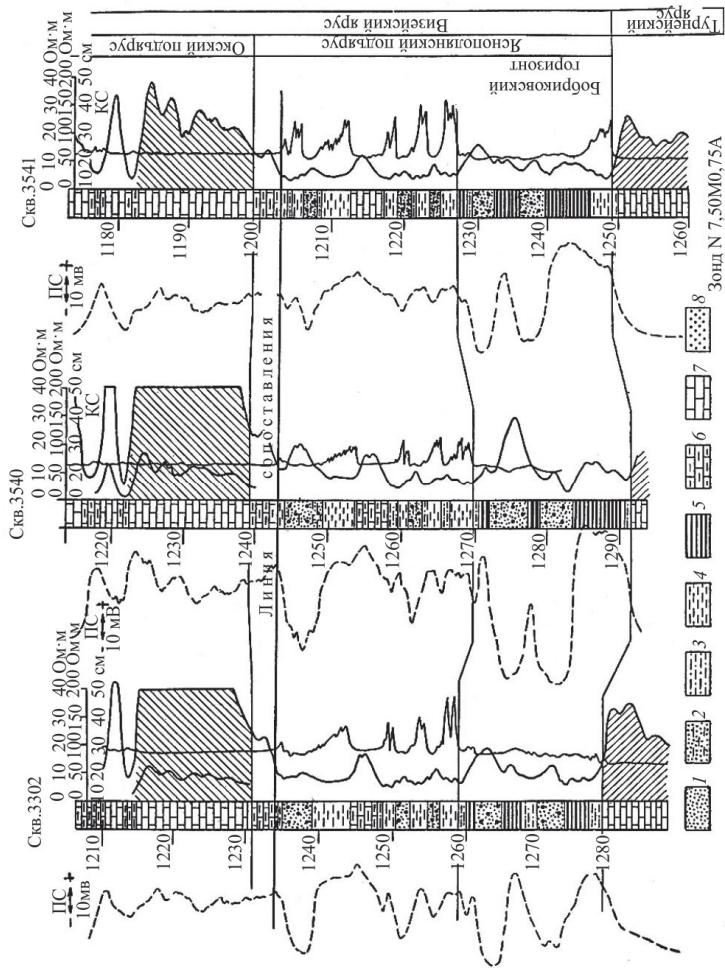


Рис. 2.3. Пример сопоставления геолого-геофизических разрезов терригенной толщи нижнего карбона (подшва тульского горизонта в скв.3302 находится на глубине 1248 м, в скв.3540 – 1258м, в скв.3541 – 1217 м): 1 – песчаники; 2 – песчаники глинистые; 3 – алевролиты; 4 – аргиллиты; 5 – аргиллиты с прослоями угля; 6 – известняки глинистые; 7 – известняки; 8 – нефтеносность

Если в корреляционной схеме отражены данные не только по литологическому составу пород и их возрасту, но и приведены диаграммы ГИС, то такой чертеж называется *нормальным геолого-геофизическим разрезом*.

Сопоставление между собой разрезов одновозрастных отложений по материалам ГИС нескольких разведочных площадей называется *межрайонной корреляцией* и позволяет оценить их перспективы по содержанию и объему углеводородного сырья и другие параметры.

2.3. Выделение нефтегазоносных коллекторов.

Определение их эффективной мощности и характера насыщения

Породы-коллекторы способны вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке. Они являются основными объектами поисков и изучения методами ГИС в скважинах поискового, разведочного и эксплуатационного бурения. Коллекторы характеризуются составом минерального скелета породы (литологическим составом), емкостными (пористость) и фильтрационными (проницаемость) свойствами, морфологией порового пространства. В природных условиях коллекторами чаще всего служат песчаные, алевритовые и карбонатные отложения.

Выделение продуктивного коллектора осуществляется после литологического расчленения разреза скважины и состоит из двух операций: непосредственного выделения коллектора с установлением его границ и оценки характера его насыщения. Выделению коллекторов по диаграммам ГИС способствует ряд объективных признаков, к основным из которых относятся проникновение фильтрата бурового раствора в проницаемый пласт и наличие характерных показаний на различных геофизических кривых. В общем случае выделение коллекторов в разрезе производится по комплексу геолого-геофизических исследований разрезов скважин, включая отбор керна и промысловые исследования.

Выделение песчано-глинистых коллекторов. Песчаные и алевроитовые (слабо сцементированные неглинистые) коллекторы выделяются в терригенном разрезе наиболее надежно по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК и кавернограммы. Против чистых коллекторов наблюдается следующее: наибольшее отклонение кривой ПС от линии глин; минимальная активность по кривой ГК и образование глинистой корки и сужение диаметра скважины на кавернограмме (см. рис. 2.1). Для разделения малопористых песчано-алевритовых пород и слабосцементированных коллекторов проводят дополнительные каротажные исследования. Песчаные коллекторы, содержащие заметное количество глинистого материала, принято выделять в отдельную группу – глинистые коллекторы.

Выделение карбонатных коллекторов. В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные коллекторы можно условно разделить на два типа: гранулярные (с межзерновой пористостью) и трещинные (трещинные, кавернозные и смешанного типа). Гранулярные карбонатные коллекторы имеют такую же геофизическую характеристику, как и песчаные. Выделение коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выявлении среди последних высокопористых разностей (см. рис. 2.2).

Расчленение карбонатного разреза, представленного тонким переслаиванием плотных пористых разностей, по данным ГИС в общем случае затруднительно. Трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы имеют весьма широкое распространение среди карбонатных пород. На каротажных кривых они не имеют четко выраженных характеристик, и распознавание их в разрезе скважины по обычному комплексу ГИС связано с большими трудностями. Перспективными по обнаружению трещинных коллекторов являются данные акустического каротажа по затуханию.

Оценка характера насыщения коллекторов сводится к разделению кол-лекторов на продуктивные, из которых при испытании получают промышленный приток нефти или газа, и водоносные, дающие чистую воду, воду с пленкой нефти или признаками газа.

Решается задача о целесообразности спуска колонны в еще не обсаженную скважину и опробования промышленных нефтегазоносных объектов.

Оценка характера насыщения коллектора основана на определении удельного сопротивления ρ_n породы в ее неизменной части и на сравнении полученных значений ρ_n и вычисленных значений параметра насыщения P_n с критическими величинами ρ_n^* и P_n^* , характеризующими для исследуемых коллекторов границу между коллекторами промышленно продуктивными и непромышленными. В наиболее простом случае водоносные коллекторы имеют низкое удельное сопротивление, а нефтегазоносные – высокое. Надежное определение ρ_n по диаграммам КС с помощью палеток БКЗ (см. рис. 1.4) возможно лишь для достаточно мощных и однородных объектов. В упрощенном варианте удельное сопротивление определяется по стандартному электрозонду. Границу нефть–вода условно принимают равной 8–10 Ом·м. При наличии плотных высокоомных прослоев в пласте-коллекторе ρ_n определяется по диаграммам экранированных зондов.

Установление ВНК. Если пласт-коллектор насыщен нефтью или газом только в верхней части, что наблюдается в водонефтяной зоне «водоплавающей» нефтяной залежи, по данным электрометодов устанавливают положение водо-нефтяного (ВНК) для нефтеносного или газо-жидкостного (ГЖК) контактов для газоносного коллектора. Контакт нефть – вода в природных коллекторах не является четким, переход от нефтегазоносной к водоносной части пласта происходит постепенно на некотором интервале, который называется переходной зоной. Переходная зона в зависимости от геологического характера пласта и физико-химических свойств нефти и пластовой воды имеет мощность от одного до десятка метров; чем больше проницаемость пласта и чем меньше разница в плотностях нефти и воды, тем при прочих одинаковых условиях меньше мощность переходной зоны (рис. 2.4).

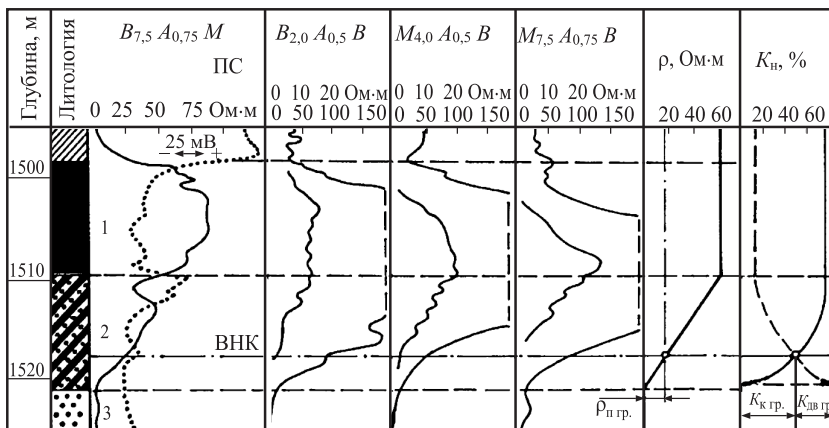


Рис. 2.4. Определение ВНК при наличии зоны предельной нефтенасыщенности (1), переходной зоны (2) и водоносного коллектора (3)

За условный ВНК (ГЖК) принимают уровень переходной зоны, на котором ее удельное сопротивление соответствует критической нефтегазоносности. Для большинства месторождений этот уровень соответствует точке, расположенной выше нижней границы переходной зоны на 1–1,5 метра.

Глава 3. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГИС

3.1. Определение пористости терригенных коллекторов

Определение пористости песчано-глинистых коллекторов.

Приводятся наиболее известные методики определения K_n терригенных коллекторов. В настоящее время коэффициенты пористости K_n определяются в основном по следующим геофизическим методам: по удельному сопротивлению, по сопротивлению зоны проникновения, по абсолютным значениям аномалии ПС, по относительным значениям аномалии ПС ($A_{ПС}$), по показаниям гамма-каротажа ГК. Наиболее востребованы два последних метода

(по геофизическим параметрам $A_{ПС}$ и ΔJ_γ), по которым и будет определяться K_n в квалификационных работах.

Определение K_n по ПС в терригенных отложениях осуществляются по кривой ПС по методу двух опорных горизонтов (рис. 3.1), в качестве которых выбираются глинистые породы и карбонатные плотные породы (непроницаемые известняки). Обычно K_n по ПС определяется лишь в том случае, когда ρ_c больше 0,3 Ом·м (пресный буровой раствор).

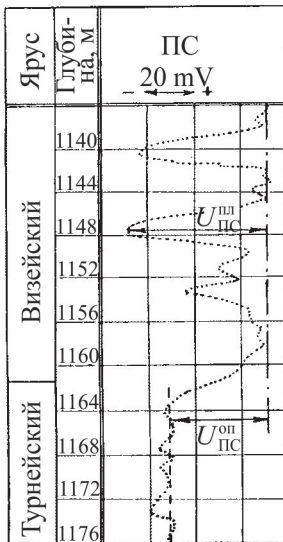


Рис. 3.1. Кривая ПС в терригенных отложениях визейского яруса:
 ----- кривая ПС в турнейских известняках; - - - - линия «чистых» глин

Для определения пористости используется относительная величина амплитуды ПС – $A_{ПС}$. Для учета влияния мощности пласта на величину амплитуды $U_{ПС.пл}$ вводится поправочный коэффициент

ент k_h , полученный расчетным путем при сопоставлении диаметра скважины с мощностью пласта-коллектора (табл. 3.1).

Для учета влияния нефтенасыщенности пород на величину амплитуды $U_{\text{ПС.пл}}$ вводится поправочный коэффициент k_n , определяемый по палетке (рис. 3.2).

С учетом поправочных коэффициентов относительная амплитуда ПС ($A_{\text{ПС}}$) рассчитывается по формуле

$$A_{\text{ПС}} = \frac{U_{\text{ПС.пл}}}{U_{\text{ПС.оп}}} \frac{1}{k_h} \frac{1}{k_n},$$

где $U_{\text{ПС.пл}}$ – аномалия ПС против исследуемого пласта; $U_{\text{ПС.оп}}$ – аномалия ПС против опорного горизонта; k_h и k_n – поправочные коэффициенты на мощность и нефтенасыщенность.

Таблица 3.1

Определение поправки за мощность коллектора k_h
при обчете $K_{\text{п}}$ по диаграмме ПС

$d_{\text{СКВ}}$, мм \ h , м	197 (7 ^{3/4} ")	222 (8 ^{3/4} ")	248 (9 ^{3/4} ")	273 (10 ^{3/4} ")	298 (11 ^{3/4} ")
0,6	0,95	0,94	0,93	0,91	0,90
0,8	0,97	0,96	0,95	0,945	0,935
1,0	0,98	0,97	0,96	0,96	0,955
1,2	0,98	0,98	0,97	0,97	0,965
1,4	0,98	0,98	0,98	0,98	0,975
1,6	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98
1,8	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98
2,0	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98
2,2	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98
2,4		0,99	0,99	0,99	0,99
2,6		1,00	0,99	0,99	0,99
2,8			1,00	0,99	0,99
3,0				1,00	0,99
3,2					1,00

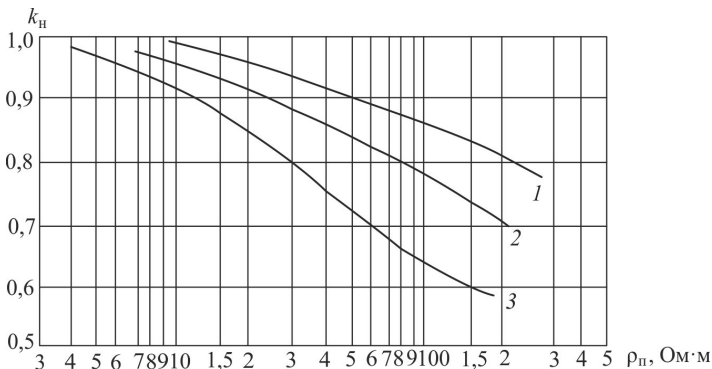


Рис. 3.2. Зависимость $k_n = f(\rho_n)$ для определения поправки за нефтенасыщенность при обсчете K_n по диаграмме ПС: 1 — для крупнозернистых неглинистых мощных песчаных пластов; 2 — для песчано-алевролитовых слабоглинистых пластов; 3 — для песчано-алевролитовых глинистых тонких пластов

$U_{ПС}$ можно брать в мВ, сантиметрах, клеточках диаграммной бумаги и в других единицах. Для водонасыщенных коллекторов поправка k_n не вводится. Если мощность нефтенасыщенного пласта больше 3 м, то обязательно определяется величина ρ_n , если мощность нефтенасыщенного пласта $h < 3$ м, то вводят поправку $k_n = 0,98$.

Для определения пористости коллекторов по ПС строится зависимость $A_{ПС} = f(K_n)$ с использованием лабораторных определений K_n по керну изучаемого месторождения или используются зависимости по соседним (более изученным) месторождениям.

Примечание: $K_n = 16,32 \cdot A_{ПС} - 0,08$ — региональная зависимость $A_{ПС} = f(K_n)$ для терригенных коллекторов С1 месторождений Пермского края.

Определение K_n по ГК. В основе метода определения пористости по ГК лежат достаточно тесные корреляционные связи между пористостью терригенных пород и их глинистостью $K_n = f(C_{гл})$, с одной стороны, и между глинистостью и естественной радиоактивностью горных пород $\Delta I\gamma = f(C_{гл})$ — с другой.

Для исключения влияния источника нейтронов в канале НГК, конструктивных особенностей измерительной аппаратуры, а также

фона и скважинных условий на показания ГК используются относительные значения гамма-активности пластов-коллекторов – двойной разностный параметр ΔJ_γ (рис. 3.3). В качестве опорных пластов обычно принимаются, например, плотные известняки турнейского яруса с минимальными значениями ГК ($J_{\gamma \min}$) и глины тульского горизонта с максимальными значениями ГК ($J_{\gamma \max}$).

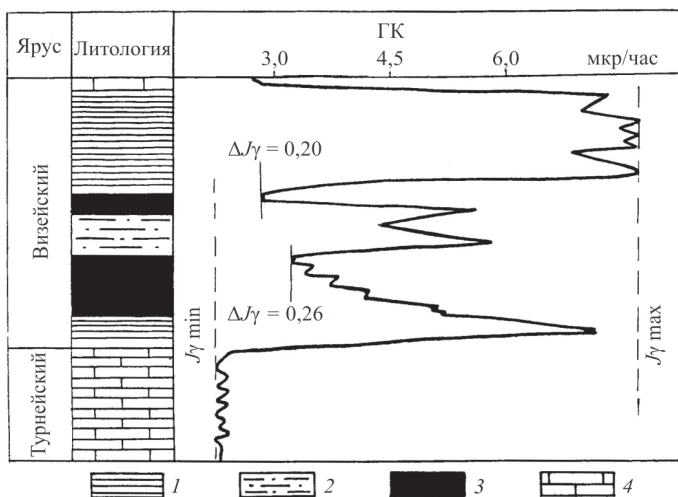


Рис. 3.3. Расчет ΔJ_γ по ГК: 1 – глина; 2 – алевролит; 3 – коллектор; 4 – известняк

Параметр ΔJ_γ рассчитывается по формуле

$$J_\gamma = \frac{(J_{\gamma \text{пл}} - J_{\gamma \min}) \pm \delta J_\gamma}{J_{\gamma \max} - J_{\gamma \min}},$$

где $J_{\gamma \text{пл}}$ – значение ГК против пласта-коллектора; $J_{\gamma \max}$ – максимальные значения ГК против глин; $J_{\gamma \min}$ – минимальные значения ГК против плотных известняков; δJ_γ – поправка, учитывающая изменения регистрируемой интенсивности гамма-излучения в зависимости от скорости движения прибора V , постоянной времени интегрирующей ячейки Δt и толщины пласта h . Поправки вводятся для пластов малой мощности согласно формуле $h \geq 4Vt / 3600$.

Примечание: $K_{\text{п}} = -32\Delta J_{\gamma}^3 + 52,5\Delta J_{\gamma}^2 - 45\Delta J_{\gamma} + 24$ – зависимость для терригенных коллекторов месторождений Куединского вала.

3.2. Определение пористости карбонатных коллекторов

Пористость пластов-коллекторов в карбонатных отложениях чаще всего определяется по диаграммам НГК способом двух опорных горизонтов, по ННК_Г (по кривой объемного влагосодержания W) и по интервальному времени пробега продольной волны Δt (акустический каротаж АК).

В первом случае (а именно этот способ определения пористости используется в контрольной работе) в качестве опорных горизонтов принимаются показания НГК против плотных карбонатных пород (непроницаемых известняков) $J_{n\gamma \text{ плот}}$, например против известняков турнейского яруса, и показания НГК против глинистых пород $J_{n\gamma \text{ гл}}$, например против глинистых пород тульского горизонта. Пористость определяется обычно для проницаемых пластов (показания $J_{n\gamma \text{ пл}}$) с $h = 1$ м, для которых не требуется введения поправок за инерционность аппаратуры при расчете разностного параметра $\Delta J_{n\gamma}$.

Для пластов малой мощности ($h \leq 3V/3600$) при работе с диаграммами НГК вводится поправка на инерционность аппаратуры.

Для получения значения $\Delta J_{n\gamma}$ используют формулу

$$\Delta J_{n\gamma} = (J_{n\gamma \text{ пл}} - J_{n\gamma \text{ глин}}) / (J_{n\gamma \text{ плот}} - J_{n\gamma \text{ глин}}).$$

Во все эти величины вводятся поправки на глинистость с кривой ГК:

$$J_{n\gamma \text{ пл}} = J_{n\gamma \text{ пл}} - k J_{\gamma \text{ пл}}, J_{n\gamma \text{ плот}} = J_{n\gamma \text{ макс}} - k J_{\gamma \text{ мин}}, J_{n\gamma \text{ глин}} = J_{n\gamma \text{ мин}} - k J_{\gamma \text{ макс}},$$

где $J_{n\gamma \text{ пл}}$ и $J_{\gamma \text{ пл}}$ – текущие показания НГК и ГК против интерпретируемого пласта-коллектора; $J_{n\gamma \text{ макс}}$ – максимальные показания НГК против плотных пород; $J_{n\gamma \text{ мин}}$ – минимальные показания НГК против глин; $J_{\gamma \text{ макс}}$ – максимальные показания ГК против глин; $J_{\gamma \text{ мин}}$ –

минимальные показания ГК против плотных пород; k – аппаратный коэффициент.

При использовании радиокаротажной аппаратуры с ламповыми счетчиками (BC) $k = 0,625$, со сцинтилляционными счетчиками $k = 0,3$ (аппаратура ДРСТ-1) или $k = 0,2$ (аппаратура ДРСТ-3).

Полная формула определения $\Delta J_{n\gamma}$ (с поправками) имеет вид

$$J_{n\gamma} = \frac{(J_{n\gamma\text{пл}} - kJ_{\gamma\text{пл}}) - (J_{n\gamma\text{min}} - kJ_{\gamma\text{max}})}{(J_{n\gamma\text{max}} - kJ_{\gamma\text{min}}) - (J_{n\gamma\text{min}} - kJ_{\gamma\text{max}})}.$$

Все значения $J_{n\gamma}$ и J_{γ} переводятся в имп/мин согласно коэффициенту перехода, выдаваемому для каждой скважины. При практических расчетах вместо поправки на глинистость для конкретного пласта-коллектора используют фоновые (минимальные) показания ГК, определенные для каждой скважины ($J_{\gamma\text{пл}} = J_{\gamma\text{min}}$).

Примечание: $K_{\text{п}} = -33,5 \lg \Delta J_{\gamma} - 0,81$ – зависимость для карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Пермского края.

Во втором случае, когда определение $K_{\text{п}}$ осуществляется по диаграммам ННК_Т, используются методические указания по определению пористости по данным радиокаротажа, выполненным аппаратурой РКС-3. При этом интерпретируют не саму кривую ННК_Т, а кривую водородосодержания W .

Определение пористости по диаграммам акустического каротажа осуществляется по данным измерения интервального времени пробега продольной волны Δt , выраженного в мкс/м и связанного со скоростью распространения продольной волны V_p (в м/с) соотношением $\Delta t = 10^6 / V_p$. Величина Δt возрастает с увеличением пористости породы при прочих постоянных условиях. Экспериментальными исследованиями установлено, что в однородной породе с межзерновой пористостью пористость по АК может определяться по уравнению среднего времени:

$$K_{\text{п}} = \frac{\Delta t_{\text{д}} - \Delta t_{\text{ск}}}{\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}},$$

где Δt_d – интервальное время пробега упругой волны, отсчитанная на диаграмме АК против пласта-коллектора; $\Delta t_{ск}$ и $\Delta t_{ж}$ – интервальное время пробега упругой волны в минеральном скелете породы и в жидкости, заполняющей поровое пространство породы. В общем случае принято считать, что скорость распространения упругой волны в минеральном скелете карбонатных пород равна 6400–7000 м/с, а в пластовой жидкости составляет 1600 м/с.

Наиболее точные результаты определения пористости в коллекторах карбонатных отложений представлены известняками и доломитами. Приведенная выше простая формула не может быть использована для определения скорости распространения упругих волн в трещиноватых, кавернозных и других породах со сложной структурой пустотного пространства.

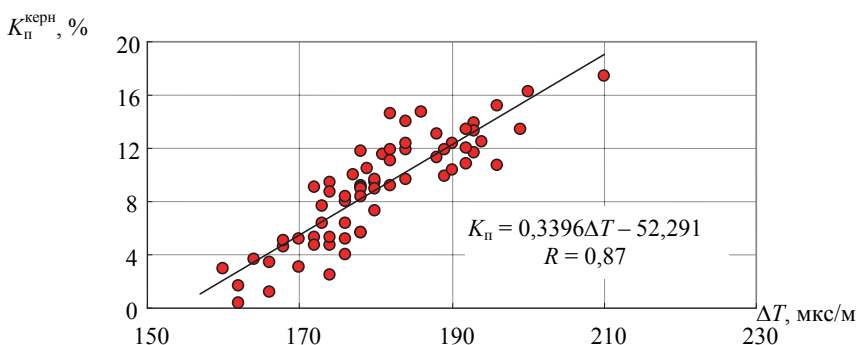


Рис. 3.4. Пример зависимости $\Delta t = f(K_{п})$ для карбонатных отложений турнейского яруса

$K_{п}$ коллекторов можно также определить, воспользовавшись зависимостью $\Delta t = f(K_{п})$, полученной при сопоставлении значений Δt , установленных по диаграмме, и $K_{п}$ по данным керна (рис. 3.4). Такой способ наиболее надежен.

3.3. Определение удельного электрического сопротивления по палеткам БКЗ

При проходке скважины различные горные породы, приведенные в контакт с буровым раствором, изменяются неодинаково. Плотные, монолитные с минимальной пористостью породы не претерпевают изменения, и тогда буровой раствор контактирует со средой, физические свойства которой не изменены. Если породы хрупкие, на контакте со скважиной может образоваться слой с частично нарушенной структурой пласта и как бы образованной вблизи скважины зоной искусственной трещиноватости.

Глинистые породы на контакте с буровым раствором, как правило, набухают, размываются и выносятся буровым раствором, в результате чего диаметр скважины в таких интервалах может значительно увеличиться, а на контакте глины с раствором образуется небольшой глубины зона набухшей либо растрескавшейся чешуйками глины.

Изменение пласта-коллектора мощностью h , залегающего среди вмещающих пород с удельным сопротивлением $\rho_{\text{вм}}$ и обладающего значительными пористостью и проницаемостью, на контакте со скважиной (диаметром d_c) бывает наиболее существенным. Вскрытие коллекторов всегда ведется при условии, что давление в скважине превышает пластовое. Это вызывает фильтрацию жидкости из скважины в пласт (рис. 3.5).

При этом, если поровые каналы в коллекторе достаточно тонки и представляют собой сетку, как в фильтре, на стенке скважины образуется глинистая корка толщиной $h_{\text{гк}}$ с удельным сопротивлением $\rho_{\text{гк}}$, а фильтрат бурового раствора проникает в пласт, создавая зону проникновения диаметром D с удельным сопротивлением $\rho_{\text{зп}}$. Физические свойства в коллекторе при этом значительно изменяются. Неизменная часть пласта удельного сопротивления $\rho_{\text{нп}}$ или $\rho_{\text{вп}}$, где свойства коллектора сохраняются такими же, как до его вскрытия, расположена достаточно далеко от стенки скважины. Вблизи стенки скважины поры породы наиболее сильно промыты фильтратом бурового раствора. Эта зона называется промытым пластом; ее удельное

сопротивление $\rho_{пп}$. Между промытой зоной и неизменной частью пласта расположена промежуточная зона, называемая зоной проникновения. В этой зоне пластовые жидкости смешиваются с фильтратом бурового раствора, а коэффициент нефте- или газонасыщения изменяется от минимального $K_{но}$ до максимального в неизменной части пласта (K_n) значения. Неоднородность пласта в радиальном направлении r называется радиальной характеристикой среды.

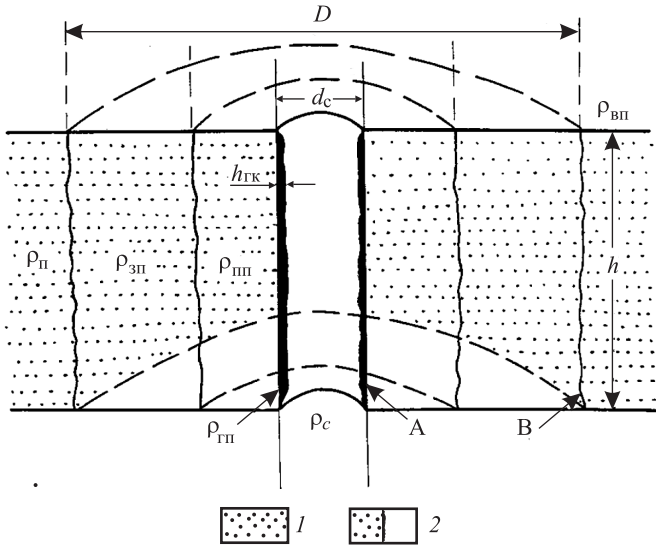


Рис. 3.5. Схема строения проницаемого пласта, вскрытого скважиной: 1 – коллектор; 2 – глинистая корка; А – стенка скважины; В – граница между зоной проникновения и неизменной частью пласта; h – толщина пласта; $h_{гк}$ – толщина глинистой корки; d_c – диаметр скважины, D – диаметр зоны проникновения, ρ_p , $\rho_{зп}$, $\rho_{пп}$, $\rho_{рп}$, $\rho_{гк}$, ρ_c – удельное сопротивление пласта, зоны проникновения, промытого пласта, вмещающей породы, глинистой корки и бурового раствора соответственно

Для водоносных и продуктивных коллекторов отношение $\rho_{пп}/\rho_c$ контролируется в основном параметром пористости P_p . Это означает, что для реальных коллекторов при изменении пористости от 10 до 26 % удельное сопротивление промытой зоны пласта отличается от ρ_c в 8–100 раз.

Когда коллекторы насыщены нефтью или газом, это отношение увеличивается пропорционально $P_{\text{нпп}}$ промытого пласта, т.е. в 1,5–2,5 раза. При переходе от зоны проникновения с предельным значением сопротивления $\rho_{\text{пп}}$ к водонасыщенному коллектору удельное сопротивление падает за счет того, что фильтрат бурового раствора заменяется высокопроводящей минерализованной пластовой водой. Отношение $\rho_{\text{пп}}/\rho_{\text{вп}}$ в пределе должно равняться отношению $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}$. Для нефтеносного коллектора отношение $\rho_{\text{пп}}/\rho_{\text{пп}}$ контролируется произведением двух сомножителей $P_{\text{нпп}}/P_{\text{н}}$ и $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}$, первый из которых меньше, а второй – больше единицы.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) заключается в исследовании разрезов скважин комплектом однотипных зондов КС различной длины с целью определения удельного электрического сопротивления неизменной части пласта $\rho_{\text{п}}$ и параметров зоны проникновения: её диаметра D и сопротивления $\rho_{\text{зп}}$.

На практике обычно применяется боковое электрическое градиент-зондирование, так как с помощью потенциал-зондов невозможно изучать пласты высокого сопротивления малой толщины.

В комплект зондов БКЗ входят обычно 5 последовательных градиент-зондов и один обращенный. Размеры зондов меняются от 0,3 м до 8 м. При проведении измерений исследуется область, в которую попадают: скважина (столб бурового раствора), пласт и зона проникновения. По соотношению сопротивлений зоны проникновения $\rho_{\text{зп}}$ и неизменной части пласта $\rho_{\text{п}}$ различают: повышающее ($\rho_{\text{зп}} > \rho_{\text{п}}$), понижающее ($\rho_{\text{зп}} < \rho_{\text{п}}$) и нейтральное ($\rho_{\text{зп}} \approx \rho_{\text{п}}$) проникновение фильтрата бурового раствора.

Принцип интерпретации бокового электрического зондирования состоит в построении фактической кривой БКЗ и сопоставлении её с теоретическими кривыми, полученными для определенных параметров среды. В случае совпадения кривых параметры среды теоретической кривой присваиваются исследуемому пласту.

Теоретическая кривая БКЗ – это график зависимости отношений кажущегося удельного электрического сопротивления к сопротивлению бурового раствора и отношений размера зонда к диамет-

ру скважины, характеризующийся своим модулем $\mu = \rho_n/\rho_p$ – отношением удельного электрического сопротивления пласта к удельному электрическому сопротивлению бурового раствора. Кривые БКЗ группируются в палетки БКЗ (см. рис. 1.4).

Для пластов неограниченной толщины рассчитаны двухслойные и трехслойные палетки, объединяющие кривые БКЗ для разреза, включающего соответственно две среды (скважина и пласт) или три (скважина, зона проникновения и незатронутая часть пласта). Особенностью кривых БКЗ является наличие двух асимптот: правой и левой.

Трехслойные кривые БКЗ имеют различный вид в зависимости от характера проникновения. На кривых БКЗ есть точки, в которых они пересекают свою правую асимптоту. Через них проходит пунктирная линия *A*, являющаяся, таким образом, геометрическим местом точек кривых БКЗ, где кажущееся сопротивление равно истинному. Для удобства построения кривых БКЗ на палетках также нанесена линия *B*, проходящая через максимумы (минимумы) кривых БКЗ. Важной деталью палеток БКЗ является крест палетки (скважины) – точка пересечения линий $\rho_k = \rho_p$ и $AO = d_c$, необходимый при сопоставлении фактической и теоретической кривых БКЗ.

Существенным понятием кривых БКЗ является понятие левой и правой ветвей кривой. К левой ветви относятся точки кривой, соответствующие малым зондам, на показания которых оказывают большое влияние параметры скважины. Правая ветвь соответствует большим зондам, значения КС которых мало искажены влиянием скважины.

Двухслойные кривые БКЗ сведены в двухслойные палетки БКЗ-1а для пластов высокого сопротивления ($\rho_n > \rho_p$) и БКЗ-1б для пластов низкого сопротивления ($\rho_n < \rho_p$). На рис. 1.5 приведен пример определения ρ_n при отсутствии проникновения фильтра бурового раствора в пласт.

Трехслойные кривые собраны в семейство «дробных» палеток, каждая из которых построена для определенных параметров зоны проникновения: $D/dc = 2, 4, 8, 16$ и $\rho_{zn}/\rho_p = 5, 10, 20, 40, 100$ и 200. Пример трехслойной палетки показан на рис. 3.6.

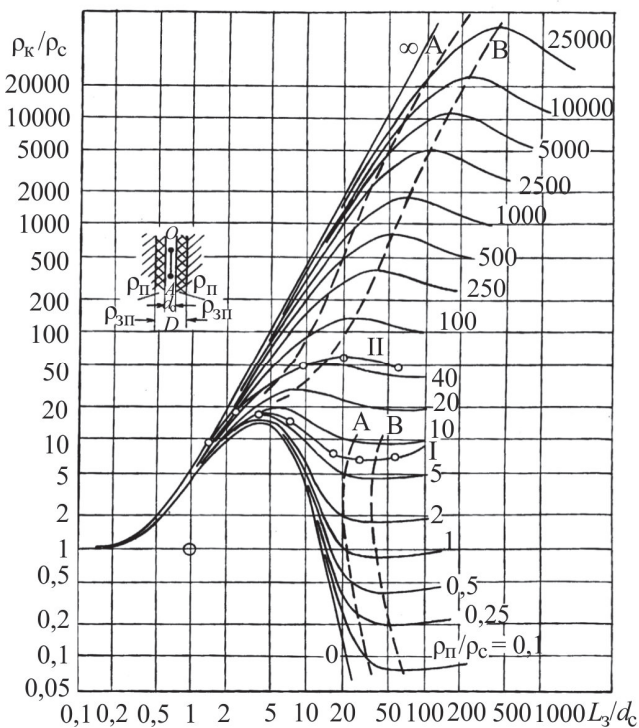


Рис. 3.6. Палетка БКЗ-420 для градиент-зондов
(по Л.М. Альпину, С.Г. Комарову)

Процесс интерпретации следует начинать с построения фактической кривой БКЗ. При этом предварительно нужно провести следующие операции:

- выделить объект интерпретации, определить толщину пласта;
- снять отсчеты кажущегося электрического сопротивления;
- определить диаметр скважины;
- определить удельное электрическое сопротивление бурового раствора;
- определить удельное электрическое сопротивление вмещающих пород.

Толщина пластов определяется по кривым КС с использованием малого зонда. Для уточнения границ пласта можно привлечь другие методы ГИС.

Снятие отсчетов кажущегося удельного электрического сопротивления производится в зависимости от соотношения между размером зонда, толщиной пласта и диаметром скважины. При $h > 5$ м снимают *оптимальное значение КС*. При этом от границы пласта со стороны удаленного электрода отступают внутрь пласта на длину зонда AO . Значение КС против оставшейся части пласта осредняют. При длине зонда, близкой к толщине пласта, отсчет оптимальных значений КС нецелесообразен. В пластах малой толщины ($h < 3-5$ м) снимают *экстремальное значение КС*: максимальное при $\rho_{п} > \rho_{вм}$ и минимальное, если $\rho_{п} < \rho_{вм}$.

Диаметр скважины против плотных пластов и интервалов, характеризующихся наличием глинистой корки, берется равным диаметру долота, которым бурилась скважина. При увеличении диаметра (главным образом против глин и солей) для интерпретации используется его фактическое значение, определяемое по кавернограмме.

Определение удельного электрического сопротивления бурового раствора производится:

- непосредственно по диаграммам скважинного резистивиметра;
- по замерам на пробах раствора с последующим внесением температурной поправки;
- по результатам интерпретации БКЗ в плотных пластах высокого сопротивления.

Удельное электрическое сопротивление вмещающих пород определяется обычно со стороны удаленного электрода по замеру одним большим градиент-зондом КС, показания которого практически равны истинному сопротивлению вмещающих пород.

Фактические кривые зондирования БКЗ по показаниям градиент-зондов разной длины строятся в координатах $\rho_k = f(AO)$, на билогарифмическом бланке, модуль шкалы которого 6,25. Значения кажущегося сопротивления откладываются в Ом·м на оси ординат,

а соответствующие им размеры зондов в метрах на оси абсцисс. На бланк дополнительно наносится крест скважины ($\rho_k = \rho_p$ и $AO = d_c$) при использовании палеток для пластов неограниченной толщины.

Использование двухслойных и «дробных» (трехслойных) палеток БКЗ. После нанесения на бланк фактической кривой БКЗ для интерпретируемого пласта бланк совмещается с двухслойной палеткой БКЗ так, чтобы совпали кресты бланка и палетки. При этом возможны следующие случаи.

1. Фактическая кривая БКЗ совпадает с одной из кривых теоретической палетки либо располагается между двумя палеточными. Удельное электрическое сопротивление находится по пересечению фактической кривой зондирования с пунктирной линией A палетки, представляющей собой геометрическое место точек $\rho_k/\rho_p = \rho_n/\rho_p$ на палетке и $\rho_k = \rho_n$ на бланке. Этот случай характерен для пластов без проникновения в них фильтрата бурового раствора.

2. Фактическая кривая БКЗ не совпадает ни с одной из палеточных двухслойных кривых. Причем с возрастанием длины зонда величина модулей палеточных кривых, которые пересекает фактическая кривая, либо возрастает, либо убывает. Это указывает на наличие проникновения в пласт. Если величина модулей возрастает, то имеет место понижающее проникновение фильтрата бурового раствора в пласт, если модуль убывает – повышающее. В этом случае установление истинного удельного сопротивления пласта-коллектора в дальнейшем проводят по трехслойным палеткам.

После установления трехслойного типа кривой зондирования дальнейшую интерпретацию проводят по трехслойным (дробным) палеткам. Предварительно по левой ветви фактической кривой с использованием двухслойных палеток определяют удельное электрическое сопротивление зоны проникновения. По параметру $\rho_{зп}/\rho_p$ выбирают серию дробных палеток с разными D/d_c и осуществляют последовательное сопоставление фактической кривой БКЗ с палеточными до тех пор, пока не будет достигнуто удовлетворительное совпадение. Иногда возникает необходимость в интерполяции между палеточными кривыми различных дробных палеток.

Истинное удельное электрическое сопротивление пласта определяют по точке пересечения фактической кривой БКЗ с линией A теоретической палетки. Параметры зоны проникновения указаны в шифре палетки.

3.4. Определение нефтенасыщенности коллекторов

Нефтеводонасыщенность продуктивных пластов является одним из важнейших параметров, используемых при подсчёте запасов нефти и газа. Следует отметить, что если вопросы оценки нефтенасыщенности терригенных коллекторов решены более-менее удовлетворительно, то оценка нефтенасыщенности карбонатных коллекторов вообще может быть отнесена к числу проблем, весьма далёких от окончательного решения. Особенно остро стоит вопрос при определении коэффициента нефтенасыщенности K_n в коллекторах каверно-трещинного типа.

Объём пор пласта-коллектора лишь частично заполнен нефтью или газом, так как часть этого объёма в гидрофильном коллекторе занимает остаточная вода. Содержание остаточной воды в коллекторе характеризуется коэффициентом остаточного водонасыщения $K_{ов}$ или просто коэффициентом водонасыщения K_v , который равен отношению объёма пор, занимаемого водой, ко всему объёму пор. Содержание нефти в коллекторе характеризуется коэффициентом нефтенасыщения K_n , представляющим отношение доли объёма пор, занимаемого жидкими или газообразными углеводородами, ко всему объёму пор. Величины $K_{ов}$ и K_n связаны соотношением

$$K_{ов} + K_n = 1.$$

Как известно, уверенное определение пористости пластов-коллекторов K_p по данным ГИС (ГК, НГК, ПС, АК) можно осуществлять только для водоносных пластов с межзерновой пористостью. Следует отметить, что проводником электрического тока является пластовая вода, а породообразующие минералы не проводят электрического тока. Установлено, что коэффициент пористости водонасыщенных коллекторов K_p при их 100%-ном водонасыщении зависит от удельного сопротивления пластовой воды ρ_v .

Удельное сопротивление пластовой воды ρ_v устанавливают по результатам химического анализа (концентрация раствора) и измерения удельного сопротивления образцов пластовой воды, отобранных при эксплуатации. После определения минерализации пластовых вод по номограмме (рис. 3.7) определяют их сопротивление ρ_v . Концентрация растворов чаще всего выражается в C – число граммов растворённого вещества на 1 л раствора (г/л).

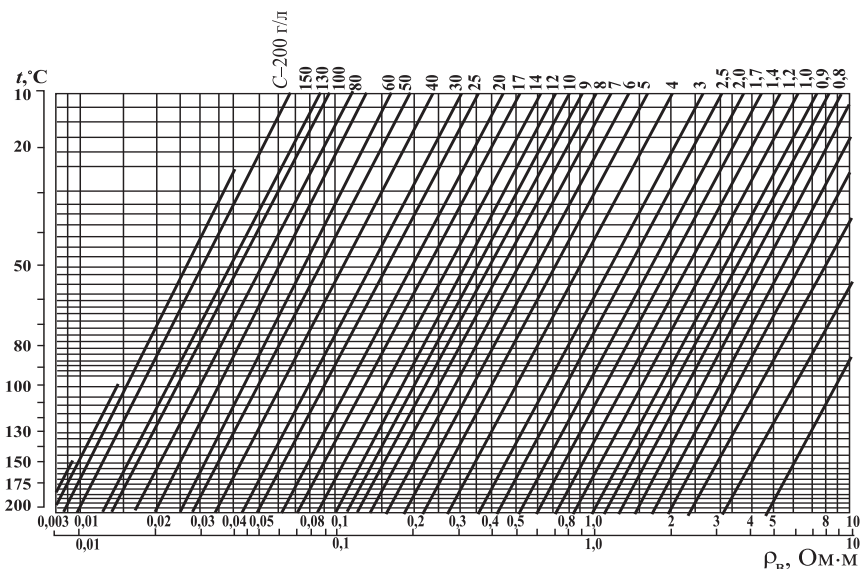


Рис. 3.7. Удельное сопротивление раствора NaCl при различной температуре

Удельное сопротивление пластовых вод зависит от концентрации, состава растворённых солей и температуры. В пластовых водах нефтегазовых месторождений от 70 до 95 % от общего количества растворённых солей составляет хлористый натрий (NaCl). Для нефтяных месторождений Пермского Прикамья значение ρ_v – величина постоянная ($\rho_v = 0,045 \text{ Ом}\cdot\text{м}$).

При изучении зависимости удельного сопротивления от коэффициента пористости пород для исключения влияния минерализации пластовых вод обычно пользуются относительным сопротивле-

нием, которое при 100%-ном насыщении пор породы пластовой водой называется **параметром пористости P_n** .

$$P_n = \rho_{вп} / \rho_в,$$

где P_n – параметр пористости; $\rho_{вп}$ – удельное сопротивление породы при 100%-ном насыщении её пластовой водой, Ом·м; $\rho_в$ – удельное сопротивление пластовой воды, Ом·м.

Итак, для определения пористости пласта-коллектора необходимо знать его удельное сопротивление $\rho_{вп}$, удельное сопротивление пластовой воды $\rho_в$, и характер зависимости относительного сопротивления (параметра пористости) P_n от коэффициента пористости K_n . Зависимость $P_n = f(K_n)$ чаще всего строят на основании экспериментального изучения образцов керна пород в лаборатории физики нефтяного пласта (рис. 3.8). Для чистых (неглинистых) пород P_n связано с величиной пористости и структурой порового пространства.

В настоящее время установлены зависимости $P_n = f(K_n)$ для большинства продуктивных горизонтов основных нефтегазодобывающих районов РФ.

Величина коэффициента нефтенасыщенности K_n характеризует отношение объёма пор, занятых нефтью, ко всему объёму пор в породе.

Данные электрометрии позволяют оценивать коэффициент нефтенасыщенности K_n в нефтеносном коллекторе. В нефтенасыщенной породе нефть, частично замещая в поровом пространстве воду, повышает её удельное сопротивление $\rho_{нп}$.

Удельное сопротивление нефтенасыщенных пластов определяется коэффициентом остаточной водонасыщенности $K_{ов}$. Поэтому при определении $K_{ов}$ нефтенасыщенного пласта пользуются **коэффициентом увеличения сопротивления P_n** . Величина P_n показывает, во сколько раз увеличивается удельное сопротивление породы, насыщенной нефтью или газом, при частичном заполнении её пор водой. Для неглинистых пород P_n зависит не только от степени их насыщения водой, но и от характера распределения в поровом

пространстве воды, нефти и газа. В связи с этим величина P_n часто называется **параметром насыщения**.

$$P_n = \rho_{нп} / \rho_{вп},$$

где $\rho_{нп}$ – удельное сопротивление породы, поры которой заполнены нефтью и остаточной водой; $\rho_{вп}$ – удельное сопротивление той же породы при 100%-ном заполнении её пор пластовой водой.

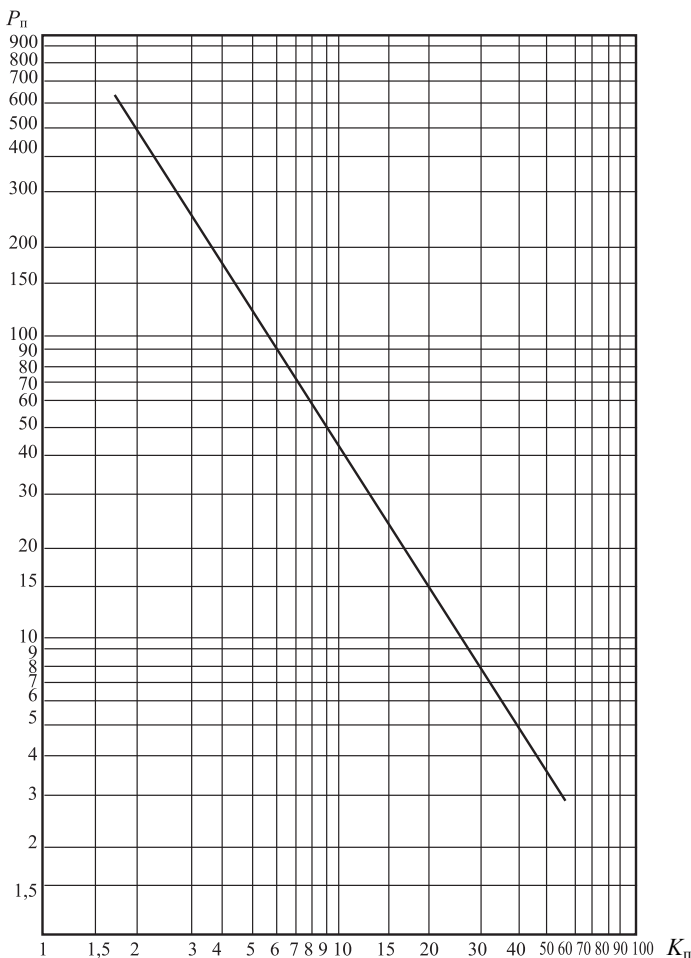


Рис. 3.8. Зависимость $P_n = f(K_n)$

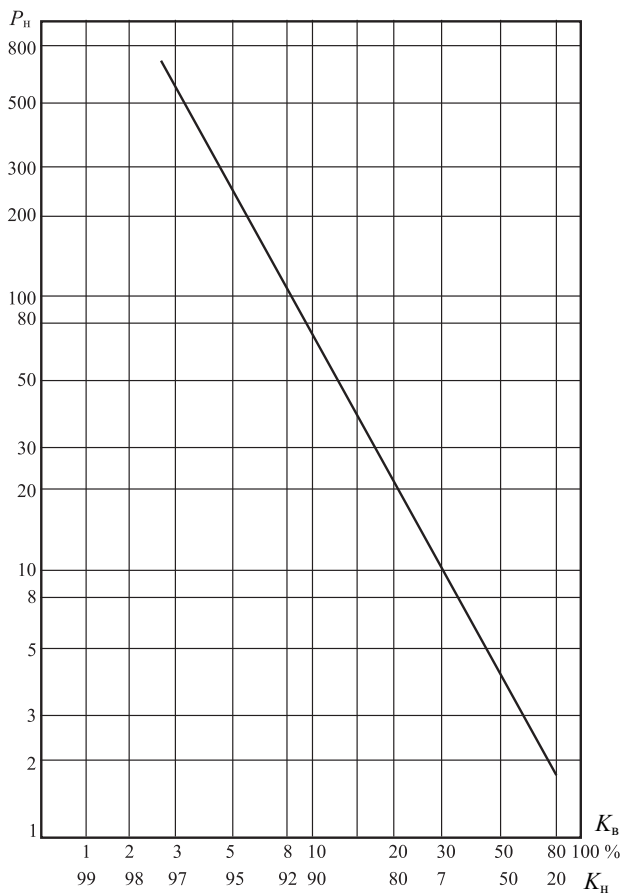


Рис. 3.9. Зависимость $P_n = f(K_{об})$

Отсюда нефтенасыщенность определяется по формуле $K_n = 1 - K_{об}$.

Таким образом, для определения K_n необходимо иметь следующие исходные данные:

- удельное сопротивление нефтеносного пласта $\rho_{нп}$;
- удельное сопротивление того же пласта при 100%-ном заполнении его пор пластовой водой – $\rho_{вп}$;

– кривую зависимости коэффициента увеличения сопротивления от нефтеносности $P_n = f(K_{об})$, позволяющую определить величину K_n (рис. 3.9).

Определение K_n нефтенасыщенного пласта-коллектора проводится в следующей последовательности:

1) по величине пористости нефтенасыщенного прослоя определяется значение параметра пористости по зависимости $P_n = f(K_n)$, полученной по керновым данным в лаборатории физики нефтяного пласта (см. рис. 3.8);

2) по известному значению удельного сопротивления пластовой воды ρ_v рассчитывается удельное сопротивление водонасыщенного прослоя $\rho_{вп}$;

3) по удельному сопротивлению нефтенасыщенного прослоя $\rho_{нп}$, определенному по палеткам БКЗ или условно по показаниям стандартного зонда $A_{2,0}M_{0,5}N$, и по рассчитанному значению $\rho_{вп}$ вычисляется параметр насыщения этого прослоя P_n ;

4) по зависимости $P_n = f(K_{об})$ определяется коэффициент нефтенасыщенности K_n (см. рис. 3.9).

Примечание: $P_n = 5460,8 K_n^{-1,958}$; $K_{об} = 121,09 P_n^{-0,5711}$ – аналитические зависимости $P_n = f(K_n)$ и $K_{об} = f(P_n)$ для терригенных коллекторов нижнекаменноугольных отложений Пермского Прикамья.

3.5. Определение глинистости коллекторов

Содержание в пластах-коллекторах глинистого материала является одним из основных факторов, определяющих их способность быть промышленными коллекторами. Как известно, глинистость коллектора оказывает существенное влияние на физические свойства породы и петрофизические связи, лежащие в основе интерпретации данных ГИС. Это обусловило широкое применение промыслово-геофизических методов для определения параметров глинистости продуктивных коллекторов, основанных на корреляционных связях показаний отдельных методов ГИС с параметрами глинистости. Сведения о глинистости используют при решении задачи

об отнесении изучаемого пласта к коллектору или неколлектору и для оценки его класса.

Содержание и минеральный состав глинистого материала в терригенных, а в определённой мере и в карбонатных породах в значительной степени контролирует их коллекторские свойства и потенциальное углеводородосодержание (пласты продуктивных пород), а также выполнять роль литологических экранов (глинистые пласты – покрышки). Поэтому при оперативной промышленной оценке продуктивных пластов на стадиях подсчёта запасов и проектирования разработки месторождения информация о глинистости имеет такое же значение, как сведения о подсчётных параметрах продуктивных коллекторов.

К глинистым породам относятся осадочные горные породы, в основном состоящие из пелитовых (менее 0,01 мм) частиц глинистых минералов, обладающих повышенной адсорбционной способностью молекул воды и радиоактивных элементов, что существенно влияет на физические свойства пород и показания геофизических методов при исследовании разрезов скважин. С ростом содержания в породе глинистого материала закономерно уменьшается эффективная пористость, проницаемость и способность породы быть коллектором. Различают рассеянную и слоистую глинистости.

Количественно глинистость характеризуется массовым содержанием $C_{\text{гл}}$ (массовая глинистость) в твёрдой фазе породы фракции с $d_3 < 0,01$ мм, определяемым по данным гранулометрического анализа и выражается в процентах или долях единицы:

$$C_{\text{гл}} = m < 0,01 / m_{\text{тв}},$$

где $m < 0,01$ – масса фракции с $d_3 < 0,01$ мм; $m_{\text{тв}}$ – масса твёрдой фазы породы, включая и фракцию $d_3 > 0,01$ мм.

Для характеристики объёмного содержания глинистого материала в породе используют коэффициент объёмной глинистости $K_{\text{гл}}$, выражается в процентах или долях единицы и определяется следующим образом:

$$K_{\text{гл}} = C_{\text{гл}}(1 - K_{\text{п}}),$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости.

В петрофизике и промысловой геофизике используют также параметр относительной глинистости

$$\eta_{\text{гл}} = K_{\text{гл}} / (K_{\text{гл}} + K_{\text{п}}),$$

характеризующий степень заполнения глинистым материалом пространства между скелетными зёрнами и выражаемый в долях единицы.

В разрезах глинистых отложений палеозоя Пермского Прикамья в основном распространены четыре минералогических типа глин: гидрослюдистый, каолининовый, каолинино-гидрослюдистый и монтмориллонитовый. Минералогический состав глин обусловлен условиями осадконакопления. В более континентальной обстановке происходит образование глин преимущественно каолининового типа. В своем составе они содержат большое количество растительных остатков, глины этого типа высокорadioактивны. В условиях Пермского Прикамья они отлагались в визейское время. Глины монтмориллонитового и гидрослюдистого типа образуются в условиях моря. Привнос radioактивных элементов в них менее значителен, чем в глины каолининового типа, поэтому естественная radioактивность этих глин более низкая. Данный тип глин распространен в карбонатных разрезах среднего и нижнего карбона.

Определение коэффициентов глинистости в пластах-коллекторах чаще всего производится с помощью методов ПС и ГК.

Определение глинистости по ПС. Относительная амплитуда $A_{\text{ПС}}$ аномалии потенциалов собственной поляризации в коллекторе связана с диффузионно-адсорбционной активностью как продуктивных, так и вмещающих пород (см. подразд. 3.1). Величина $A_{\text{ПС}}$ является мерой содержания в породе глинистого материала.

Наиболее тесно показания метода ПС связаны с относительной глинистостью $\eta_{\text{гл}}$. Для определения $\eta_{\text{гл}}$ в изучаемом разрезе используют петрофизическую зависимость $A_{\text{ПС}} = f(\eta_{\text{гл}})$, получаемую с учетом представительных данных керна.

На практике интерпретации по диаграмме ПС устанавливают также значения $K_{\text{гл}}$ и $C_{\text{гл}}$ и при наличии связи $A_{\text{ПС}} = f(K_{\text{гл}})$ по данным метода ПС можно оценить объемное содержание $K_{\text{гл}}$.

Примечание: $K_{\text{гл}} = -3,5A_{\text{ПС}} + 6,2$ – обобщённая зависимость для терригенных коллекторов нефтяных месторождений Пермского края.

Определение глинистости по ГК. Гамма-метод является одним из основных методов, используемых для оценки глинистости в осадочных горных породах. Физической основой этого способа является связь радиоактивности горных пород с содержанием в них глинистого материала.

Исходными данными для определения глинистости являются показания кривой ГК и зависимость этих показаний от глинистости. Исходную зависимость показаний ГК от глинистости устанавливают путём сопоставления результатов гамма-каротажа (двойной разностный параметр ΔJ_{γ}) с данными о глинистости, полученными по результатам анализа керна.

Для оценки глинистости применяют зависимости $\Delta J_{\gamma} = f(C_{\text{гл}})$ или $\Delta J_{\gamma} = f(K_{\text{гл}})$, установленные для исследуемого объекта путем сопоставления глинистости, определенной по керну, с показаниями ГК либо пользуются усредненными кривыми соответственно для терригенных и карбонатных пород.

Примечание: $K_{\text{гл}} = 33 \Delta J_{\gamma} + 0,9$ – зависимость для терригенных коллекторов нефтяных месторождений Пермского края.

ЧАСТЬ II. МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИОННЫХ РАБОТ ПО КУРСУ «ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН»

Лабораторные (практические), контрольные и курсовые работы по дисциплине «Геофизические исследования скважин» выполняются студентами с целью закрепления теоретических знаний и приобретения опыта использования этих знаний при решении практических задач на основе комплексной интерпретации данных ГИС.

Любая квалификационная работа может иметь теоретический или прикладной характер и является результатом самостоятельной исследовательской деятельности студента с элементами научного творчества.

Исходным материалом для проведения лабораторных, контрольных и курсовых работ служат планшеты ГИС по конкретным скважинам какого-либо месторождения, по которым устанавливается круг решаемых геологических задач.

Изучение геологического разреза скважины заключается в определении последовательности и глубины залегания пластов горных пород, их литолого-петрографических свойств, в оценке наличия и количественного содержания в недрах углеводородного сырья. Результаты изображаются в виде каротажных диаграмм изменения физических свойств пород по стволу скважин (рис. 4.1).

При изучении курса «Геофизические исследования скважин» студентам необходимо усвоить его прикладное значение, четко представить скважины как объекты исследований и назначение методов ГИС, ознакомиться с возможностями ГИС при решении геологических задач, с физическими основами электрического, радиоактивного, акустического и других видов каротажа, с аппаратурой и методиками интерпретации диаграмм ГИС и областью их применения.

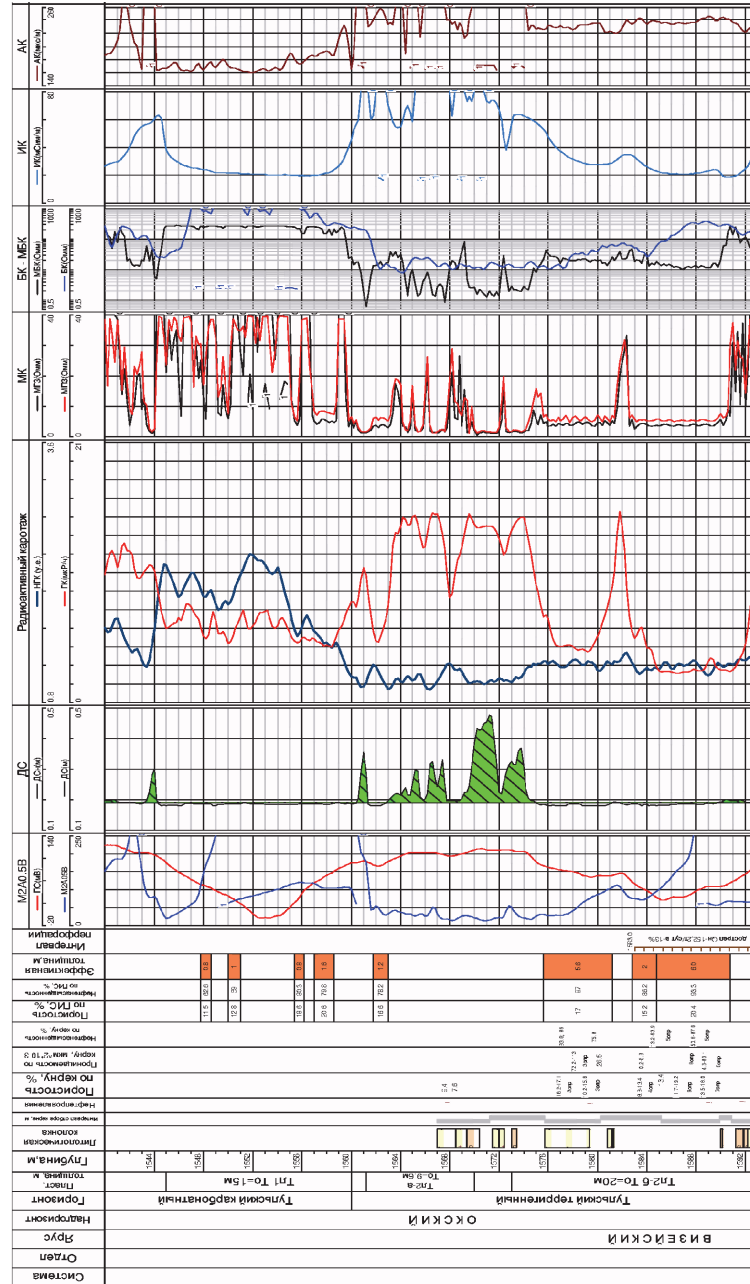


Рис. 4.1. Фрагмент планшета ГИС, предназначенного для выполнения лабораторных и контрольных работ

Освоение приемов комплексной интерпретации данных ГИС необходимо для литолого-стратиграфического расчленения разрезов скважин, для определения пористости, нефтенасыщенности, ВНК и в дальнейшем для геологических построений (карт различного назначения, корреляционных схем и геологических профилей).

Данные требования предъявляются к квалификационным (лабораторным, контрольным и курсовым) работам студентов горно-нефтяного факультета ПНИПУ всех форм обучения. Любая квалификационная работа – результат самостоятельной исследовательской деятельности студента. Защита любой квалификационной работы является в той или иной степени элементом аттестации студента.

Каждый студент в процессе учебы выполняет лабораторные (практические), контрольные и курсовые работы.

Лабораторные и контрольные работы по дисциплине «Геофизические исследования скважин» выполняются студентами с целью закрепления теоретических знаний и приобретения опыта использования этих знаний при решении практических задач на основе комплексной интерпретации данных ГИС.

Глава 4. ЛАБОРАТОРНЫЕ (ПРАКТИЧЕСКИЕ) РАБОТЫ

При выполнении лабораторной работы студенты должны самостоятельно провести комплексную (качественную и количественную) обработку каротажных диаграмм и отразить основные этапы интерпретации по конкретному объекту исследований:

1. Литологическое расчленение разреза скважины по данным ГИС, определение мощности и границ выделяемых пластов горных пород и составление литолого-стратиграфической колонки (рис. 4.2).

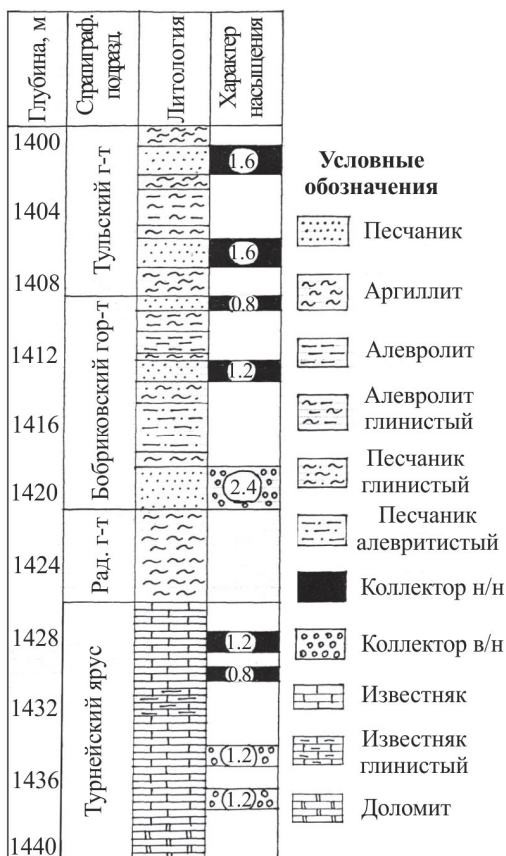


Рис. 4.2. Литолого-стратиграфическая колонка

Отчётность студента: литолого-стратиграфический разрез по конкретной скважине, выполненный на рулонной диаграммной бумаге с колонкой глубин, колонками литологии, стратиграфических подразделений и коллекторов с указанием характера насыщения последних.

2. Выделение пластов-коллекторов и определение характера их насыщения.

Отчётность студента: таблица коллекторов с указанием их границ, абсолютных отметок, толщин и характера насыщения (табл. 4.1).

Таблица 4.1

**Сведения об интерпретации
пластов-коллекторов по данным ГИС
Бакаловское месторождение, скв.151**

$(\rho_c = 0,23 \text{ Ом}\cdot\text{м} \quad d_{\text{скв}} = 24,5 \text{ мм} \quad A_p = 192,8 \text{ м} \quad \Delta l = 1,8 \text{ м})$

Пласт	Интервал коллектора, м	Абс. отметка, м	H , м	Характер насыщения
Тл	1495,6–1497,6	–1301,0...–1303,0	2,0	Н
	1503,4–1505,6	–1308,8...–1311,0	2,2	Н
	1506,4–1507,2	–1311,8...–1312,6	0,8	Н
	1513,2–1514,4	–1318,6...–1319,8	1,2	В
	1519,2–1541,0	–1324,6...–1346,4	21,3	В
Бб	1542,2–1543,8	–1347,6...–1349,2	1,6	Н
	1544,4–1546,0	–1349,8...–1351,4	1,6	В
Рд	1550,0–1552,0	–1355,4...–1357,4	2,0	Н
Т	1564,0–1565,0	–1369,4...–1370,4	2,0	Н
	1566,6–1568,0	–1372,0...–1373,4	1,4	Н
	1573,2–1574,2	–1378,6...–1379,6	2,0	В

3. Построение синтетических диаграмм ГИС по заранее заданной литологической колонке.

Отчётность студента: на листе бумаги изображаются произвольно выбранная литологическая колонка и соответствующие ей конфигурации кривых ГИС.

4. Определение коэффициентов пористости $K_{п}$ пластов-коллекторов, относящихся как к терригенным, так и карбонатным отложениям, по данным ГИС (ПС, ГК, НГК).

Отчётность студента: таблица разбивок терригенных коллекторов с определением $K_{п}$ по зависимости $\Delta I_{\gamma} = (K_{п})$ по диаграммам ГК (табл. 4.2).

Отчётность студента: таблица разбивок терригенных коллекторов с определением $K_{п}$ по зависимости $A_{ПС} = (K_{п})$ по диаграммам ПС (табл. 4.3).

Отчётность студента: таблица разбивок карбонатных коллекторов с определением $K_{п}$ по зависимости $\Delta I_{п\gamma} = (K_{п})$ по диаграммам НГК (табл. 4.4).

Таблица 4.2

**Определение коэффициентов пористости $K_{п}$
в терригенных коллекторах по ГК**

Батырбайское месторождение, скв. №155

($D_{скв} = 195$ мм; $A_{р} = 198,2$ м; $\Delta L = 1,8$ м; $\rho_{с} = 0,7$ Ом·м)

Пласт	Интервал коллектора, м	Абс. отметка, м	H, м	Хар-р насыщения	$J_{\gamma}^{пл}$	J_{γ}^{\min}	J_{γ}^{\max}	ΔJ_{γ}	$K_{п}, \%$
					мкР/ч				
Тл	1400,0–1402,8	–1200,0...1202,8	2,8	Н	1,8	1,2	11,2	0,06	21,5
	1420,8–1430,6	–1220,8...1230,6	9,8	В	1,7			0,05	21,9
Бб	1502,0–1510,0	–1302,0...1310,0	8,0	Н	2,9			0,17	17,7
	1514,0–1516,2	–1314,0...1316,2	2,2	Н	3,2	0,20	16,8		
	1520,2–1525,6	–1320,2...1325,6	5,4	В	2,2	0,10	20,0		

Таблица 4.3

**Определение коэффициентов пористости K_n
в терригенных коллекторах по ПС**

Васильевское месторождение, скв. № 122

$(D_{\text{скв}} = 197 \text{ мм}; A_p = 133,5 \text{ м}; \Delta L = 1,4 - 1,5 \text{ м}; \rho_c = 0,9 \text{ Ом}\cdot\text{м})$

Пласт	Интервал коллектора, м	Абс. отметка, м	H, м	Хар-насыщен-ия	$U_{\text{ПС.пл}}$	$U_{\text{ПС.оп}}$	k_h	$\rho_{\text{п}}, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	k_n	$A_{\text{ПС}}$	$K_{\text{п}}, \%$
					мВ						
Тл	1704,2–1707,0	–1569,2...–1572,0	2,8	Н	97	150	1,00	80	0,87	0,74	12,0
	1714,0–1720,2	–1579,0...–1585,2	6,2	В	103		1,00	–	–	0,67	10,8
Бб	1723,4–1735,0	–1588,4...–1599,8	11,4	Н	160		1,00	108	0,86	1,24	20,2
	1759,2–1760,8	–1624,2...–1625,8	1,6	Н	111		0,99	90	0,98	0,75	12,2
	1762,2–1763,0	–1627,2...–1628,0	0,8	В	140		0,97	–	–	0,96	15,6

Таблица 4.4

**Определение коэффициентов пористости K_n
в карбонатных коллекторах по НГК**

Батырбайское месторождение, скв. №155

$(D_{\text{скв}} = 195 \text{ мм}; A_{\text{рот}} = 198,2 \text{ м}; \Delta L = 1,8 \text{ м}; \rho_c = 0,7 \text{ Ом}\cdot\text{м})$

Пласт	Интервал коллектора, м	Абс. отметка, м	H, м	Хар-на-сыщ.	J_{γ}^{min}	J_{γ}^{max}	$J_{\text{ПГ}}^{\text{min}}$	$J_{\text{ПГ}}^{\text{max}}$	$J_{\text{ПГ}}^{\text{пл}}$	$\Delta J_{\text{ПГ}}$	$K_{\text{п}}, \%$
					ИМП/МИН						
Т	1600,0–1601,8	–1400,0...–1401,8	1,8	Н	1200	11200	4000	10000	6500	0,56	7,8
	1604,0–1605,0	–1404,0...–1405,0	1,0	Н					5600	0,45	10,9
	1610,0–1611,2	–1410,0...–1411,2	1,2	В					6000	0,50	9,4

5. Оперативное определение коэффициентов пористости $K_{п}$ карбонатных пластов-коллекторов по НГК с помощью масштабной линейки.

Отчётность студента: таблица разбивок карбонатных коллекторов с определением $K_{п}$ по диаграммам НГК по формулам и с помощью масштабной линейки.

6. Определение критериев разделения пластов-коллекторов на нефтеносные и водоносные с определением удельного электрического сопротивления по упрощенной методике и по палеткам БКЗ. Данные, полученные в результате обработки кривых градиент-зондов, дополнительные сведения, необходимые для количественной интерпретации БКЗ, а также её результаты, заносятся в таблицу (табл. 4.5).

Таблица 4.5

**Определение удельного электрического сопротивления ($\rho_{п}$) в терригенных пластах горных пород
Васильевское месторождение, скв. № 26**

($D_{скв} = 273$ мм; $A_p = 243,0$ м; $\Delta L = 1,9$ м; $\rho_c = 1,6$ Ом·м)

Пласт	Интервал коллектора, м	Абс. отметка, м	H, м	Хар-р насыщ.	Кажущееся сопротивление (в Ом·м) для АО, м					$\rho_{п}$, Ом·м
					АО ₁ 0,65	АО ₂ 1,05	АО ₃ 2,25	АО ₄ 4,25	АО ₅ 7,87	
Тл	1785,6–1793,6	–1540,7... –1548,7	8,0	Н	45,0	55,0	80,0	50,0	60,0	59,2
Бб	1798,1–1811,7	–1553,2... –1566,8	13,6	В	8,0	6,0	1,0	2,0	7,0	3,0
Т	1865,0–1874,0	–1620,1... –1629,1	9,0	Пл	60,0	140,0	410,0	750,0	1250,0	1440,0

7. Определение коэффициента нефтенасыщенности $K_{н}$ коллекторов с использованием палеток $P_{н} = f(K_{н})$ и $P_{н} = f(K_{ов})$ или их аналитических выражений.

Отчётность студента: таблица разбивок пластов-коллекторов с определением $K_{н}$ (табл. 4.6).

Таблица 4.6

**Определение коэффициентов нефтенасыщенности K_n
в терригенных коллекторах**

Батырбайское месторождение, скв. №155

$(D_{\text{скв}} = 195 \text{ мм}; A_p = 198,2 \text{ м}; \Delta L = 1,8 \text{ м}; \rho_c = 0,7 \text{ Ом}\cdot\text{м})$

Пласт	Интервал коллектора, м	Абсолютная отметка, м	H, м	х/н	K_n , %	P_n	$\rho_{\text{вп}}$, Ом·м	$\rho_{\text{нп}}$, Ом·м	P_n	K_n , %
Тл	1400,0–1402,8	–1200,0... 1202,8	2,8	Н	21,5	14	0,63	250	397	96,0
	1410,8–1413,8	–1210,8... 1213,8	3,0	Н	20,0	15	0,675	68	100	92,0
Бб	1502,0–1510,0	–1302,0... 1310,0	8,0	Н	17,7	17	0,765	100	131	93,2
	1511,0–1513,0	–1311,0... 1313,0	2,0	В	20,0	15	0,675	150*	222	94,1
	1515,0–1520,2	–1315,0... 1320,2	5,2	В	18,3	16	0,72	10*	13,9	73,3

150* – взято условно.

Примечание: В лабораторной работе необходимо определить K_n в не менее чем пяти коллекторах. В случае если нефтенасыщенных коллекторов вообще нет или их меньше пяти, то определяют K_n условно в водонасыщенных коллекторах, присваивая им условные показания сопротивления в следующем порядке: 150, 10, 250, 70 и 20 Ом·м. K_n определяется во всех нефтеносных коллекторах.

8. Определение глинистости $K_{\text{гл}}$ коллекторов по диаграммам ПС и ГК.

Отчётность студента: таблица разбивок пластов-коллекторов с определением $K_{\text{гл}}$ по ПС (табл. 4.7).

Отчётность студента: таблица разбивок пластов-коллекторов с определением $K_{\text{гл}}$ по ГК (табл. 4.8).

Таблица 4.7

**Определение коэффициента глинистости $K_{гд}$
в терригенных коллекторах по ПС
Васильевское месторождение, скв. № 122**

$(D_{скв} = 197 \text{ мм}; A_p = 133,5 \text{ м}; \Delta L = 1,4 - 1,5 \text{ м}; \rho_c = 0,9 \text{ Ом}\cdot\text{м})$

Пласт	Интервал коллектора, м	Абс. отметка, м	H, м	Хар-р насыщ.	$U_{ПС.пл}$	$U_{ПС.он}$	k_h	$\rho_{ом}$, Ом·м	k_n	$A_{ПС}$	$K_{гд}$, %
					МВ						
Тл	1704,2–1707,0	–1569,2... –1572,0	2,8	Н	96,6	150	1,00	80	0,87	0,74	3,6
Бб	1723,4–1735,0	–1588,4... –1599,8	11,4	Н	160,2		1,00	108	0,86	1,24	1,9
	1759,2–1760,8	–1624,2... –1625,8	1,6	Н	109,1		0,99	90	0,87	0,84	3,3

Таблица 4.8

**Определение коэффициента глинистости $K_{гд}$
в терригенных коллекторах по ГК
Стретенское месторождение, скв. № 60**

$(D_{скв} = 197 \text{ мм}; A_p = 297,6 \text{ м}; \Delta L = 2,0 \text{ м}; \rho_c = 1,0 \text{ Ом}\cdot\text{м})$

Пласт	Интервал коллектора, м	Абс. отметка, м	H, м	Хар-р насыщ.	$J_\gamma^{пл}$	J_γ^{min}	J_γ^{max}	ΔJ_γ	$K_{гд}$, %
					МКР/ч				
Тл	1592,6–1598,6	–1293,0... 1299,0	6,0	Н	1,7	1,0	12,9	0,06	2,9
	1610,0–1612,0	–1310,4... 1312,4	2,0	В	5,0			0,34	12,1
	1625,4–1628,2	–1325,8... 1328,6	2,8	В	4,5			0,29	10,5
Бб	1646,6–1650,8	–1347,0... 1352,2	5,2	Н	2,4			0,12	4,9
	1652,8–1654,0	–1353,2... 1354,4	1,2	Н	2,1			0,09	3,9
	1657,0–1661,6	–1357,4... 1362,0	4,6	В	1,6			0,05	2,6

Перечень вышеперечисленных лабораторных (практических) работ устанавливается согласно учебному плану.

Глава 5. КОНТРОЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Выполнение студентом контрольной работы необходимо для допуска к аттестации, экзамену или зачёту.

Контрольную работу сброшюровать. Титульный лист оформляется согласно установленным на кафедре ГНГ требованиям (прил. 1). Текст (3–5 страниц) включает в себя краткое описание используемых методов ГИС и изложение методик определения подсчётных параметров. Правила выделения терригенных и карбонатных коллекторов по конфигурации кривых ГИС, оценка характера их насыщения, определение коэффициента пористости K_p и нефтенасыщенности K_n изложены в гл. 2 и 3 настоящего пособия.

Контрольная работа состоит из двух таблиц.

1. Сведения об интерпретации терригенных коллекторов с определениями их коэффициентов пористости K_p и нефтенасыщенности K_n (табл. 5.1).

Примечание. В контрольной работе необходимо определить K_n в не менее чем пяти коллекторах. В случае если нефтенасыщенных коллекторов вообще нет или их меньше пяти, K_n определяют условно в водонасыщенных коллекторах, присваивая им условные показания сопротивления в следующем порядке: 150, 10, 250, 70 и 20 Ом·м. K_n определяется во всех нефтеносных коллекторах.

2. Сведения об интерпретации карбонатных коллекторов с определениями их коэффициентов пористости K_p (табл. 5.2).

**Сведения об интерпретации терригенных коллекторов
с определением пористости $K_{п}$ и нефтенасыщенности $K_{н}$
Губинское месторождение, скв. №15**

$(D_{скв} = 195 \text{ мм}, A_{пор} = 198,2 \text{ м}, \Delta L = 1,8 \text{ м},$

$\rho_c = 0,7 \text{ Ом} \cdot \text{м} \rho_B = 0,045 \text{ Ом} \cdot \text{м})$

Пласт	Интервал кол-ра, м	Абс. от-метка, м	H, м	Хар-р насыщ.	$J_{\gamma \text{ ппс}}$, мкР/ц	$J_{\gamma \text{ мин}}$, мкР/ц	$J_{\gamma \text{ макс}}$, мкР/ц	ΔJ_{γ}	$K_{пс}$, %	$\rho_{пс}$, Ом·м	$P_{п}$	$P_{н}$	$K_{пс}$, %
Тл	1400,0–	-1200,0...	2,8	Н	1,8	1,2	11,2	0,06	21,5	250	14	397	96,0
	1402,8	-1202,8											
Бб	1502,0–	-1302,0...	8,0	Н	2,9			0,17	17,7	100	17	131	93,2
	1510,0	-1310,0											
	1515,0–	-1315,0...	5,2	Н	2,7			0,15	18,3				
	1520,2	-1320,2											
	1525,2–	-1325,2...	1,4	В									
	1526,6	-1325,6											
	1530,6–	-1329,6...	1,0	В									
	1531,6	-1330,6											
Рд	1440,0–	-1240,0...	6,0	Н									
		-1246,0											

Примечание: $K_{п} = -32\Delta\gamma^3 + 52,5\Delta\gamma^2 - 45\Delta\gamma + 24$ – зависимость для терригенных коллекторов месторождения Куединского вала.

Таблица 5.2

**Сведения об интерпретации карбонатных коллекторов с определением пористости $K_{п}$
Батырбайское месторождение, скв. №155**

$(D_{скв} = 195 \text{ мм}, A_{рот} = 198,2 \text{ м}, \Delta L = 1,8 \text{ м}, \rho_c = 0,7 \text{ Ом}\cdot\text{м}, \text{ДРСГ-3 (аппаратурный коэффициент} - 0,2))$

Пласт	Интервал кол-ра, м	Абс. от-метка, м	Н, м	Хар-р насыщ.	J_{γ}		ИМП/МИН	$J_{гр}$		$\Delta J_{п}$	$K_{п}, \%$
					$J_{\gamma \text{ min}}$	$J_{\gamma \text{ max}}$		$J_{гр \text{ min}}$	$J_{гр \text{ max}}$		
Т	1600,0–	-1400,0...	1,8	Н	1200	11200	4000	10000	6500	0,56	7,8
	1601,8	1401,8									
	1604,0–	-1404,0...	1,0	Н					5600	0,45	10,9
	1605,0	1405,0									
	1610,0–	-1410,0...	1,2	В					6000	0,50	9,4
	1611,2	1411,2									
	1612,0–	-1412,0...	0,8	В					7000	0,61	6,4
	1611,2	1412,8									
	1614,4–	-1414,4...	0,6	В					6500	0,56	7,8
	1615,0	1412,8									

Примечание. $K_{п} = -33,5 \lg \Delta J_{\gamma} - 0,81$ – зависимость для карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Пермского края.

Глава 6. КУРСОВАЯ РАБОТА

6.1. Общие положения

Курсовая работа по дисциплине «Геофизические исследования скважин (ГИС)» в соответствии с учебным планом выполняется и защищается студентами с целью закрепления теоретических знаний и приобретения опыта использования этих знаний при решении практических задач комплексной интерпретации данных ГИС. Работа выполняется согласно требованиям, которые предъявляются к квалификационным работам студентов очной и заочной форм обучения. Необходимым условием выполнения курсовой работы является наличие знаний у студентов, приобретенных в период изучения курса физики, математики, геологии, петрофизики, геофизических методов исследования скважин.

Курсовая работа является результатом самостоятельной исследовательской деятельности студента и может иметь теоретический или прикладной характер. Она может представлять собой обобщение результатов учебной или производственной практики, подведение итогов полевых наблюдений, методическую разработку и т.п.

Курсовая работа имеет такое логическое структурное построение, что в дальнейшем может составить основу выпускной квалификационной или дипломной работы.

Тема курсовой работы предлагается руководителем или студентом (в случае наличия у него достаточного фактического материала и целесообразности разработки темы).

Основное назначение курсовой работы заключается в подтверждении приобретенных знаний, исследовательских качеств и эрудиции студента, умения грамотно и правильно представлять результаты своих исследований (оформление текста, рисунков, графических приложений, списка используемой литературы, правил ссылок на рисунки и литературу в тексте и т.д.). Защита курсовой работы – обязательная часть итоговой аттестации.

Курсовая работа по дисциплине «Геофизические исследования скважин» может быть посвящена изучению геологического разреза

скважин, их технического состояния и контроля разработки нефтегазовых месторождений по материалам промыслово-геофизических исследований. Поэтому студентам необходимо чётко представлять роль методов ГИС в комплексе геолого-геофизических работ, физические основы методов каротажа, знать используемые методики и приёмы геологической интерпретации данных ГИС.

При выполнении курсовой работы используются в основном сведения о литологическом расчленении разреза отдельно взятой скважины и об определении параметров продуктивных пластов-коллекторов, изложенные в первой части настоящего пособия.

Изучение геологического разреза скважины заключается в определении последовательности и глубины залегания пластов горных пород, их литолого-петрографических свойств, в оценке наличия и количественного содержания в недрах углеводородного сырья. Геофизические данные служат для оценки коллекторских свойств пластов горных пород и степени их насыщения нефтью, газом или водой.

Студентам перед написанием курсовой работы по дисциплине «Геофизические исследования скважин» необходимо усвоить прикладное значение методов ГИС, четко представлять скважины как объекты исследований, ознакомиться с возможностями ГИС при решении геологических задач, знать физические основы электрического, радиоактивного, акустического и других видов каротажа и области их применения. Освоение приемов комплексной интерпретации данных ГИС необходимо для литолого-стратиграфического расчленения разрезов скважин, определения пористости, нефтенасыщенности, водонефтяного контакта и в дальнейшем для геологических построений (карт различного назначения, корреляционных схем и геологических профилей).

При написании курсовой работы студент может использовать свои собственные геологические и геофизические материалы, собранные на производственной практике. При отсутствии таких материалов студент пользуется планшетами ГИС, выданными для написания курсовой работы преподавателем.

Материалом для курсовой работы служат литературные источники (монографии, учебники, учебные пособия, методические указания, отчеты производственных предприятий геологического профиля и т.п.). В качестве конкретного материала используются диаграммы ГИС (планшеты ГИС) по одной-двум скважинам нефтяного месторождения, по которым устанавливается круг геологических задач, которые можно решить для данного типа разреза. Теоретические и практические знания, приобретенные в процессе выполнения курсовой работы, могут быть использованы при написании дипломной работы, связанной с подсчетом и пересчетом запасов нефти и газа. Объем курсовой работы примерно 15–20 страниц.

Защита курсовой работы – обязательная часть итоговой государственной аттестации. Законченная работа сдается руководителю и защищается в установленный срок. Сроком завершения курсовой работы считается дата сдачи окончательно отредактированной курсовой работы, подписанной руководителем.

Для студентов, не защитивших курсовую работу в срок по уважительной причине или получивших неудовлетворительную оценку, назначается дата её защиты в сроки, установленные деканом ГНФ ПНИПУ.

6.2. Тематика и содержание курсовой работы

При выполнении курсовой работы студенты должны самостоятельно провести комплексную (качественную и количественную) обработку каротажных диаграмм, отразить основные этапы интерпретации по конкретному объекту исследований.

1. Литологическое расчленение разреза по данным ГИС, определение мощности и границ выделяемых пластов горных пород и составление литолого-стратиграфической колонки.

2. Выделение пластов-коллекторов и определение характера их насыщения.

3. Определение коэффициентов пористости K_p пластов-коллекторов, относящихся как к терригенным, так и карбонатным отложениям, по данным ГИС (ПС, ГК, НГК, АК и т.д.).

4. Определение кажущегося удельного электрического сопротивления (КС) по показаниям отдельных электрозондов и по палеткам БКЗ.

5. Определение коэффициента нефтенасыщенности K_n с использованием формул или палеток зависимостей $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_{об})$.

6. Определение критериев разделения горных пород на коллекторы и неколекторы, а пластов-коллекторов – на нефтеносные и водоносные.

В курсовой работе содержится подробное описание последовательности обработки данных ГИС, обоснован выбор той или иной методики интерпретации, связанных с определенным типом разреза. В работе предусматривается изложение используемых результатов петрофизического изучения коллекторов согласно зависимостям типа $\Delta I_\gamma = f(K_n)$, $\Delta t = f(K_n)$, $P_n = f(K_{об})$ и т.п.

В курсовой работе должна быть освещена физическая характеристика и роль того или иного метода ГИС и решаемые ими геологические задачи. Следует показать роль отдельно взятого геофизического метода при комплексной интерпретации диаграмм ГИС.

Работа начинается с изучения специальной литературы, глубокого усвоения теоретического материала и практических навыков, приобретенных на лекциях и лабораторных занятиях. По фактическому каротажному материалу определяется выбор этапов интерпретации и характер выдаваемых результатов обработки данных ГИС. Литературные источники указываются преподавателем или самостоятельно подбираются студентами.

На титульном листе курсовой работы (прил. 2) указываются название работы и ФИО исполнителя и руководителя темы. Далее помещается оглавление курсовой работы, список рисунков и таблиц с указанием номера страницы, на которой находится рисунок или таблица, введение, разделы и подразделы курсовой работы. В конце помещают заключение и список литературы.

В **Введении** к курсовой работе кратко формулируются цель работы и задачи исследований при комплексной (качественной

и количественной) обработке каротажных диаграмм, отражаются основные этапы интерпретации по конкретному объекту исследований, указываются используемые методы ГИС, их назначение и объекты исследования. Указывается фактический материал, положенный в основу курсовой работы. Общий объем *Введения* составляет 1–2 страницы.

После *Введения* располагается основной текст курсовой работы с общим названием *Геологическая интерпретация материалов, ГИС*, состоящий из нескольких разделов. Здесь дается краткое описание и классификация методов ГИС. Описывается методика обработки данных ГИС при выделении коллекторов и оценке характера их насыщения (качественная интерпретация) и при определении коэффициентов пористости и нефтенасыщенности продуктивных пластов (количественная интерпретация). Результаты интерпретации материалов ГИС представляются студентом на примере конкретной скважины.

Раздел 1. Литологическое расчленение разрезов скважин. Для изучения литологического состава пород используется большинство существующих методов ГИС в различных сочетаниях. Оптимальный комплекс ГИС выбирается в зависимости от конкретных геологических условий разреза. Это связано с тем, что каждый из методов ГИС обладает разной эффективностью при «узнавании» той или иной литологической разновидности пород. Классификация осадочных горных пород основывается на различии их физических и химических свойств. Исследования разрезов скважин по материалам ГИС также базируются на различии физических свойств пород, которые, однако, нельзя отождествлять с физическими параметрами пород (удельным электрическим сопротивлением, естественной радиоактивностью и пр.). При геологической интерпретации особое значение имеют не абсолютные величины тех или иных параметров, а их соотношения. Методика литологического расчленения наиболее типичных разрезов – терригенного и карбонатного – имеет некоторые различия и изложена в главе 1 настоящего пособия.

Раздел 2. Выделение коллекторов и оценка характера их насыщения. Излагаются правила выделения песчано-глинистых и карбонатных коллекторов по конфигурации кривых ГИС и оценка характера их насыщения. Эти правила изложены в гл. 2 настоящего пособия.

Оценка характера насыщения коллекторов сводится к разделению кол-лекторов на продуктивные, из которых при испытании получают промышленный приток нефти или газа, и водоносные, дающие чистую воду, воду с пленкой нефти или признаками газа. В наиболее простом случае водоносные коллекторы имеют низкое удельное сопротивление, а нефтегазоносные – высокое.

Надежное определение ρ_n по диаграммам КС с помощью палеток БКЗ возможно лишь для достаточно мощных и однородных объектов. В упрощенном варианте удельное сопротивление определяется по стандартному электрозонду. Границу нефть–вода условно принимают равной 8–10 Ом·м. При наличии плотных высокоомных прослоев в пласте-коллекторе ρ_n определяется по диаграммам экранированных зондов.

Результаты интерпретации данных ГИС по конкретной скважине приводятся в табл. 6.1.

Таблица 6.1

**Сведения об интерпретации
пластов-коллекторов по данным ГИС
Губинское месторождение, скв.101**

$(\rho_c = 042 \text{ Ом}\cdot\text{м} \quad d_{\text{скв}} = 19,6 \text{ мм} \quad A_p = 192,8 \text{ м} \quad \Delta l = 1,8 \text{ м})$

Пласт	Интервал коллектора, м	Абс. отметка, м	Н, м	Характер насыщения
Тл	1495,6–1497,6	–1301,0...–1303,0	2,0	Н
	1503,4–1505,6	–1308,8...–1311,0	2,2	Н
	1506,4–1507,2	–1311,8...–1312,6	0,8	Н
	1513,2–1514,4	–1318,6...–1319,8	1,2	В
	1519,2–1541	–1324,6...–1346,4	21,3	В
Бб	1542,2–1543,8	–1347,6...–1349,2	1,6	Н
	1544,4–1546	–1349,8...–1351,4	1,6	В
Т	1564–1565	–1369,4...–1370,4	2,0	Н
	1566,6–1568	–1372,0...–1373,4	1,4	Н
	1573,2–1574,2	–1378,6...–1379,6	2,0	Н

Раздел 3. Определение пористости и нефтенасыщенности коллекторов. В тексте этого раздела излагаются правила определения коэффициентов пористости $K_{п}$ и нефтенасыщенности $K_{н}$ пластов-коллекторов, которые рассмотрены в гл. 3 настоящего пособия.

Результаты определения коэффициентов пористости $K_{п}$ в терригенных коллекторах приводятся в табл. 6.2.

Таблица 6.2

**Определение коэффициентов пористости $K_{п}$
в терригенных коллекторах по ГК
Батырбайское месторождение, скв. №155**

$(D_{скв} = 195 \text{ мм}; A_p = 198,2 \text{ м}; \Delta L = 1,8 \text{ м}; \rho_c = 0,7 \text{ Ом}\cdot\text{м})$

Пласт	Интервал коллектора, м	Абс. отметка, м	H , м	Хар-р насыщ.	$J_{\gamma}^{пл}$	$J_{\gamma}^{мин}$	J_{γ}^{max}	ΔJ_{γ}	$K_{п}$, %
					МКР/ч				
Тл	1400,0–1402,8	–1200,0... 1202,8	2,8	Н	1,8	1,2	11,2	0,06	21,5
Бб	1502,0–1510,0	–1302,0... –1310,0	8,0	Н	2,9			0,17	17,7
	1515,0–1520,2	–1315,0... –1320,2	5,2	В	2,7			0,15	18,3
	1522,8–1525,8	–1322,8... –1325,8	3,0	В	2,0			0,08	20,7
Рд	1530,2–1534,4	–1330,2... 1334,4	4,2	Н	2,1			0,09	20,4
	1545,6–1550,8	–1345,6... –1350,8	5,2	В	1,9			0,07	21,1

Результаты определения коэффициентов пористости $K_{п}$ в карбонатных коллекторах приводятся в табл. 6.3.

Результаты определения коэффициентов нефтенасыщенности $K_{н}$ в терригенных коллекторах приводятся в табл. 6.4.

Таблица 6.3

Определение коэффициентов пористости $K_{п}$
в карбонатных коллекторах по НГК
Батырбайское месторождение, скв. №155

$(D_{скв} = 195 \text{ мм}; A_{рот} = 198,2 \text{ м}; \Delta L = 1,8 \text{ м}; \rho_c = 0,7 \text{ Ом}\cdot\text{м}; k = 0,2)$

Пласт	Интервал коллектора, м	Абсолютная отметка, м	H, м	Хар-р насыщ.	$J_{\gamma}^{\text{мин}}$	J_{γ}^{max}	$J_{п\gamma}^{\text{мин}}$	$J_{п\gamma}^{\text{max}}$	$J_{п\gamma}^{\text{пл}}$	$\Delta J_{п\gamma}$	$K_{п}, \%$
					ИМП/МИН						
Т	1600,0–1601,8	–1400,0...–1401,8	1,8	Н	1200	11200	4000	10000	6500	0,56	7,8
	1604,0–1605,0	–1404,0...–1405,0	1,0	Н					5600	0,45	10,9
	1610,0–1611,2	–1410,0...–1411,2	1,2	В					6000	0,50	9,4
	1612,0–1612,8	–1412,0...–1413,6	0,8	В					5700	0,46	10,5

Таблица 6.4

Определение коэффициентов нефтенасыщенности $K_{н}$
в терригенных коллекторах
Батырбайское месторождение, скв. №155

$(D_{скв} = 195 \text{ мм}; A_{р} = 198,2 \text{ м}; \Delta L = 1,8 \text{ м}; \rho_c = 0,7 \text{ Ом}\cdot\text{м})$

Пласт	Интервал коллектора, м	Абсолютная отметка, м	H, м	Хар-р насыщ.	$K_{п}, \%$	$P_{п}$	$\rho_{вн}, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$\rho_{нп}, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$P_{н}$	$K_{н}, \%$
Тл	1400,0–1402,8	–1200,0...–1202,8	2,8	Н	21,5	14	0,63	250	397	96,0
	1410,8–1413,8	–1210,8...–1213,8	3,0	Н	20,0	15	0,675	68	100	92,0
Бб	1502,0–1510,0	–1302,0...–1310,0	8,0	Н	17,7	17	0,765	100	131	93,2
	1511,0–1513,0	–1311,0...–1313,0	2,0	В	20,0	15	0,675	150*	222	94,1
	1515,0–1520,2	–1315,0...–1320,2	5,2	В	18,3	16	0,72	10*	13,9	73,3
Рд	1530,0–1532,2	–1330,0...–1332,2	2,2	Н	20,0	15	0,675	135	200	94,0
	1537,2–1532,2	–1337,2...–1341,2	4,0	В	21,5	14	0,63	250*	397	96,0

150* – взято условно

Примечание. В курсовой работе необходимо определить K_n в не менее чем пяти коллекторах. В случае если нефтенасыщенных коллекторов вообще нет или их меньше пяти, то определяют K_n условно в водонасыщенных коллекторах, присваивая им условные показания сопротивления в следующем порядке: 150, 10, 250, 70 и 200 Ом·м. K_n определяется во всех нефтеносных коллекторах.

После написания всех глав работы следуют **Заключение** и **Библиографический список**.

В **Заключении** приводятся основные выводы и результаты работы согласно цели работы, указанной в Введении. В **Заключении** излагаются методы интерпретации материалов ГИС, освоенные студентами в процессе подготовки курсовой работы, приводятся выводы и результаты обработки каротажных данных по конкретной скважине.

В **Библиографическом списке** к курсовой работе указываются литературные источники: автор, название книги (или статьи) и название сборника, издательство, год издания, количество страниц.

1. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин: учебник для вузов. – М.: Недра, 2015. – 432 с.

2. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 248 с.

3. Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.

4. Золоева Г.М., Петров Л.П., Хохлова М.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: учеб. пособие. – М.: МАКС Пресс, 2009. – 180 с.

5. Косков В.Н. Литологическое расчленение разрезов скважин и определение физических параметров терригенных коллекторов девонских отложений по промыслово-геофизическим данным // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 39–42 с.

6. Косков В.Н. Определение пористости карбонатных коллекторов по данным нейтронного каротажа // Вестник Пермского университета. Геология. – 2014. – Вып. 4(25). – С. 81–84.

Список литературных источников обязательно должен присутствовать в каждой курсовой работе.

6.3. Требования к текстовой, табличной и графической частям курсовой работы

Текстовые части разделов курсовой работы желательно выполнить на компьютере в редакторе Word (шрифт – Times New Roman Суг, размер 14) с одинарным межстрочным интервалом; формат бумаги А4 (210×270); поля сверху, слева, справа по 20 мм, нижнее 25 мм, абзацный отступ 10 мм. Выравнивание заголовков по центру, основного текста – по ширине. Размер полей: левое – 30 мм, остальные – 20 мм, абзацный отступ 10 мм. Страницы нумеруются. Расстояние между строк – одинарный интервал. Заголовки выделяются жирным шрифтом и помещаются в середине строки. Точки после заголовков не ставятся. Ссылка на литературу по тексту помещается в квадратных скобках. По тексту также делают ссылки на все помещенные в работе рисунки и таблицы.

Табличный материал должен формироваться в среде электронных таблиц Excel или редакторе Word. Размер полей: левое – 30 мм, остальные – 20 мм. Размер шрифта не лимитируется, но таблица должна быть четко читаемой. Все таблицы по тексту должны иметь номер и заголовок. Номер таблицы в пределах раздела состоит из номера раздела и порядкового номера таблицы, разделенных точкой. Пример: Таблица 1.5. – Название таблицы. После названия непосредственно над таблицей помещаются необходимые реквизиты: название месторождения, номер скважины, альтитуда ротора, диаметр скважины, удельное сопротивление бурового раствора и т.п. (см. табл. 6.1–6.5).

Рисунки, графики, карты, диаграммы и т.п. подписываются снизу. Пример: Рис. 1.2. Литолого-стратиграфическая колонка по скв.78 Осинского месторождения. Номер рисунка обычно состоит

из номера раздела курсовой работы и порядкового номера рисунка, разделенных точкой. Литологическую колонку наклеивают на чистый лист бумаги со своим номером страницы. Рисунки и таблицы нумеруются и помещаются сразу после страницы, на которой они упоминаются.

В списке использованной литературы (печатных публикаций – учебников, методических пособий, статей и т.п. и рукописных работ – отчетов производственных организаций) указываются сначала авторы (если их не более трех, если более трех, то после названия), затем название работы, место и год издания, количество страниц.

В тексте курсовой работы необходимо делать ссылки: откуда взят тот или иной рисунок, формула или приложение. Ссылки на литературу по тексту курсовой работы можно делать двумя способами. Первый: указать в квадратных скобках номер соответствующего учебника в библиографическом списке [6] или дать в круглых скобках фамилию автора (без инициалов) и год издания (Вендельштейн, 1985).

Текст должен быть набран в текстовом редакторе Word (шрифт – Times New Roman Суг, размер 14) с одинарным межстрочным интервалом; формат бумаги А4 (210×270); поля сверху, слева, справа по 20 мм, нижнее – 25 мм, абзацный отступ 10 мм. Выравнивание заголовков по центру, основного текста – по ширине.

Глава 7. ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

7.1. Общие положения

Согласно методическим указаниям к преддипломной практике и дипломному проектированию для студентов по специальности 0805 «Геология нефти и газа» выполнению дипломной работы предшествует преддипломная практика в производственных организациях нефтегазового (геологоразведочные экспедиции, управления буровых работ, нефтегазодобывающие предприятия, научно-исследовательские институты и т.п.).

Преддипломная практика является завершающим этапом учебного процесса и основывается на знаниях и практическом опыте, приобретённых студентами в процессе учёбы при изучении дисциплин, формирующих компетенции горного инженера-геолога.

Целью и задачей практики является закрепление и углубление теоретических знаний, овладение практическими навыками работы геолога. Одной из основных задач практики является сбор геолого-геофизического материала, а также изучение особенностей и анализ строения изучаемого геологического объекта, изучение применяемых методов ГИС и т.п.

Независимо от характера основной деятельности на рабочем месте студенты должны усвоить главные должностные обязанности геолога НГДУ, цеха ППД, ЦНИПРа и т.п. Отчет по преддипломной практике является основой для написания дипломной работы.

Руководитель преддипломной практики определяет актуальную тематику дипломной работы, консультантов необходимого профиля и подбирает руководителя дипломного проектирования, который разрабатывает предварительное задание на дипломную работу согласно собранному на практике материалу. Для консультирования студентов по отдельным разделам дипломного проекта соответствующие кафедры (БНГС, БЖ, экономики) выделяют консультантов.

В ходе проектирования руководитель дипломного проекта уточняет задание и предлагает окончательное название темы ди-

пломной работы. Заведующий кафедрой ГНГ, рассмотрев предложения руководителя дипломного проекта, утверждает окончательное название темы дипломной работы. Получив задание, студент совместно с руководителем составляет календарный план работы над дипломным проектом с указанием последовательности, сроков выполнения и примерного объема отдельных глав. Руководитель, оставляя за студентом право на самостоятельность и инициативу в решении вопросов, даёт направление в решении главной задачи и рекомендует соответствующую литературу. В свою очередь, ответственность за результаты и выводы дипломной работы, качество исполнения пояснительной записки и графических приложений, а также за исполнением сроков завершения работы несет автор. Все необходимые текстовые, графические и демонстрационные материалы студент готовит самостоятельно.

В течение всего периода проектирования студент систематически отчитывается перед руководителем о проделанной работе, консультируется с ним и получает указания по дальнейшей работе над проектом. В указанный срок студент представляет готовый проект, подписанный им и консультантами, на проверку руководителю, который пишет отзыв на выполненный проект и передает его завкафедрой для контрольного просмотра и направления на рецензию.

После получения рецензии заведующий кафедрой решает вопрос о допуске к защите. Для защиты дипломного проекта – презентации – студенту отводится 10 минут, за которые он должен изложить основные решения, разработанные в ходе проектирования. Отвечая на вопросы, студент может воспользоваться пояснительной запиской, графикой, черновой графикой, не включенной в проект.

Дипломный проект (работа) содержит:

- презентацию;
- пояснительную записку;
- графические приложения.

7.2. Требования к оформлению дипломной работы

Дипломный проект – выпускная работа студента, на основании которой Государственная аттестационная комиссия оценивает степень подготовки студента к самостоятельной деятельности и присваивает ему квалификацию горного инженера. Руководство дипломным проектированием осуществляется кафедрой ГНГ. Дипломное проектирование является заключительным этапом обучения студента в вузе и имеет своей целью систематизацию, закрепление и расширение теоретических и практических знаний, полученных за период обучения.

Дипломный проект – самостоятельная инженерная разработка, содержащая решение конкретной научной или прикладной задачи. Тема дипломного проекта должна быть актуальной и современной.

К выполнению выпускной квалификационной работы допускаются студенты, успешно сдавшие государственный экзамен, представившие и защитившие отчет по преддипломной практике.

Требования к презентации – защите дипломной работы.

Презентация должна быть выполнена в специализированных программных продуктах, таких как Microsoft PowerPoint, OpenOffice Impress или их аналогах. Перед защитой, заранее, следует удостовериться, что презентация будет воспроизводиться на компьютере в аудитории, где проходит защита. Презентация должна логически соответствовать докладу и заявленной теме проекта.

Рекомендуется следующая структура презентации:

1. Титульный слайд с указанием вуза, кафедры, темы дипломной работы, ФИО и группы дипломанта, ФИО и должности руководителя.

2. Вводный слайд с задачами, поставленными в работе, актуальностью работы.

3. Слайды, содержащие основные положения работы.

4. Слайд с краткими выводами по работе.

5. Заключительный слайд.

Количество слайдов не менее 9 и не более 18.

Каждый слайд должен иметь заголовок и номер. Заголовок должен быть кратким и отражать суть слайда. Текст на слайде должен быть легко читаемым, иметь крупный шрифт, одинаковый для всей презентации. Не рекомендуется помещать на слайд большое количество текста, прямые цитаты вашего доклада, их следует заменить рисунками либо тезисами. Необходимо предварительно согласовать составленную презентацию с руководителем дипломного проектирования.

Требования к оформлению пояснительной записки. Объем пояснительной записки дипломного проекта составляет 70–100 страниц печатного текста с таблицами и рисунками. Пояснительная записка должна быть оформлена в соответствии с ГОСТ 7.32–2001. Пояснительная записка печатается 14-м шрифтом через 1,5 интервала на одной стороне стандартного листа формата А4. Текст следует печатать, соблюдая следующие размеры полей: правое – 10 мм, верхнее – 20 мм, левое и нижнее – 20 мм. Сокращение слов не допускается, за исключением общепринятых.

В пояснительной записке должна быть выдержана однотипная рубрикация: соподчинение разделов, глав, параграфов, пунктов и подпунктов.

В тексте должны быть ссылки на таблицы, рисунки и графические приложения.

Каждая глава дипломной работы должна содержать вывод.

На все заимствованные из литературных и рукописных источников материалы в тексте должны быть даны ссылки (указание автора или порядкового номера списка литературы в квадратных скобках).

В списке литературы должны присутствовать издания со сроком давности менее 10 лет. Список литературы следует составлять в алфавитном порядке.

Требования к оформлению графических приложений. Графические приложения должны достаточно полно иллюстрировать

принимаемые в проекте геологические, методические, технические, организационные и экономические решения. Масштаб представляемых карт и схем выбирается в зависимости от их назначения, района и вида работ.

На всех приложениях должны быть указаны порядковые номера, масштаб, название, составитель (или указано, по каким материалам они выполнены) и условные обозначения.

Графические приложения должны быть составлены с использованием современных компьютерных технологий в графических программных комплексах (CorelDraw, AutoCAD, PhotoShop).

Для защиты дипломного проекта студент выполняет от 5 до 8 демонстрационных чертежей. Количество демонстрационных чертежей определяется руководителем проекта. Чертежи изготавливаются на листах формата А1. Вверху помещается название и составитель, в нижнем левом углу – условные обозначения, в нижнем правом углу – стандартный штамп (размеры штампа 20×10 см), на котором должны расписаться автор, консультант, руководитель проекта и заведующий выпускающей кафедрой ГНГ.

На графическом приложении должна быть ссылка на автора материалов, на основании которых составлено приложение (например, «По материалам ООО „ПермНИПИнефть“»).

Пермский национальный исследовательский политехнический университет			
Дипломное проектирование			
Тема проекта			
Название графического приложения			
Исполнитель	Фамилия И.О.	Подпись	Группа
Консультант	Фамилия И.О.	подпись	Год
Руководитель	Фамилия И.О.	подпись	Масштаб
Зав. кафедрой	Фамилия И.О.	подпись	Прил. №

7.3. Защита и оценка дипломной работы

Для защиты дипломной работы необходимо:

– не позднее чем за 7 дней до защиты представить для подписи заведующему кафедрой ГНГ полностью готовую дипломную работу, подписанную на титульном листе руководителем, консультантом по геологии и студентом, а также отзыв руководителя;

– на кафедре получить Ф.И.О рецензента, передать дипломную работу рецензенту и договориться с ним о сроке готовности рецензии;

– получив рецензию, представить все необходимые документы (работу, отзыв руководителя и рецензию) на кафедру и определить сроки защиты работы в ГЭК.

Порядок защиты

– выступление выпускника с показом результатов на графических приложениях (подготовить графику для показа на стенде или компьютерную презентацию) – 10 – 12 мин.;

– ответы на вопросы членов ГЭК (по тексту работы и доклада);

– отзыв руководителя и рецензия;

– ответы на замечания руководителя и рецензента.

Оценка дипломных работ

Решение ГЭК по дипломной работе принимается на закрытом заседании. Оценки руководителя и рецензента приравниваются к голосу члена комиссии. В случае если голоса членов комиссии разделились, то голос председателя ГЭК является решающим. Член ГЭК, не согласный с решением комиссии, вправе просить занести свое мнение в протокол. Выставляются две оценки: первая – за защиту (оцениваются доклад и ответы на вопросы), которая проставляется только в протоколе защиты, и окончательная оценка, которая проставляется в протоколе защиты, в приложении к диплому, в зачетную книжку, ведомость ГЭК и Приложение к диплому.

Оценка объявляется после оформления протокола заседания ГЭК.

Оценка «**Отлично**» ставится за работу, написанную на актуальную тему и имеющую элементы научной новизны и (или) практическую значимость. Должны быть полностью раскрыта тема, глубоко проанализирована литература, использованы современные научные методики, оформление должно соответствовать требованиям. При защите выпускник должен показать глубокие теоретические знания, доложить об апробировании работы, т.е. об участии в конференциях, конкурсах, опубликованных или сданных в печать статьях.

Желательным условием отличной оценки работы студента дневного отделения является наличие публикации по теме дипломной работы и апробация ее как минимум на одной из научных конференций. Сведения об апробации, если таковая состоялась, обязательно содержатся в отзыве научного руководителя.

На оценку «**Хорошо**» оценивается дипломная работа, в целом соответствующая вышеприведенным требованиям к оценке «Отлично», но имеющая хотя бы одно из следующих замечаний:

- при раскрытии темы упущены некоторые существенные вопросы;

- не нашли отражения современные научные данные, содержащиеся в литературе;

- обнаружилось недостаточное использование современной нормативной базы;

- имеются фактические ошибки;

- ошибки в оформлении работы.

Указанные недостатки могут быть зафиксированы в отзыве руководителя или рецензии, а также установлены в ходе защиты. Оценка снижается также за неуверенные или неточные ответы на вопросы членов комиссии.

Оценка «**Удовлетворительно**» ставится за работу, написанную на актуальную тему, имеющую определенную практическую значимость и элементы научной новизны, правильно оформленную, при защите которой студент показал поверхностные теоретические и практические знания, отсутствие умения хорошо ориентироваться в защищаемой теме. Оценка снижается также при наличии совокуп-

ности двух и более замечаний, указанных для оценки «хорошо», и если в ходе защиты дипломник не смог убедительно ответить на замечания по своей работе.

«**Неудовлетворительно**» оценивается работа, выполненная на низком теоретическом и практическом уровне, не имеющая практической значимости, при защите которой дипломник не смог ответить на поставленные вопросы, а также в случае, если она имеет в совокупности более трех недостатков, указанных для оценки «хорошо».

Повторная защита дипломной работы

Студент, не защитивший дипломную работу, в течение месяца отчисляется из вуза. Он имеет право на повторную защиту в течение пяти лет, но не ранее чем через два-три месяца. После восстановления в университете ему назначается повторная защита после подачи заявления на имя декана и председателя ГАК.

Лица, не защитившие дипломную работу в срок по уважительной причине (документально подтвержденной), могут подать заявление о назначении дополнительного заседания ГЭК, которое организуется в сроки, установленные деканом геологического факультета и председателем ГЭК.

7.4. Структура и оформление дипломного проекта

Если дипломная работа посвящена подсчету или пересчету запасов углеводородного сырья (например, тема работы «Подсчет/пересчет запасов нефти и газа ... башкирской залежи ... месторождения»), то в случае подсчета запасов УВ дипломная работа оформляется подобно производственному отчету по подсчету запасов нефти и газа. Однако первичный подсчет запасов (собственно подсчет запасов) вряд ли по силам студенту-дипломнику, так как это очень трудоемкая работа и ее можно выполнить только целому коллективу, включающему специалистов разного профиля: литологов, геофизиков, геологов и т.п. Если это и возможно сделать дипломнику, то только в случае малого количества скважин и наличия

всего исходного материала и результатов его обработки специалистами. Для дипломной работы реально использовать только тему пересчета запасов. Поэтому в Введении необходимо указать причину пересчета запасов. Причиной пересчета может быть:

1) появление новых данных по изучаемому объекту;

2) неправильно выполненный подсчет запасов (неверно выделены пласты-коллекторы по материалам ГИС, неправильно определен ВНК, неудачно выбраны петрофизические зависимости и зависимости типа $K_n = f(\Delta J_\gamma)$ и т.п.).

В случае появления новых данных (пункт 1) дипломнику нужно при пересчете запасов учесть эти данные и выдать новые сведения о величине запасов УВ согласно методике, использованной ранее. То есть за основу дипломной работы по геологической изученности изучаемого месторождения или залежи (общие сведения о месторождении, его стратиграфии и литологии, тектонике, используемых методах ГИС и т.п.) берутся данные из отчета по п/з, защищенному в ГКЗ ранее. Результаты пересчета оформляются в виде таблиц и графических приложений (планшеты ГИС, таблицы сведений по интерпретации геофизических данных, карты различного назначения и т.п.). Во втором случае (пункт 2) надо кратко изложить экспертные заключения по неправильно выполненному подсчету запасов, привести сведения о переинтерпретации данных, полученных ранее.

Дипломная работа может базироваться и на использовании нетрадиционных геофизических методов (механический и газовый каротаж, ЯМК, ВАК и др.) для геологических построений (литолого-стратиграфических колонок, профилей, карт различного назначения), которые подтверждают и усиливают имеющиеся результаты интерпретации данных ГИС.

Структура и оформление дипломного проекта должны отвечать требованиям к такому виду работ. Титульный лист должен иметь четкое название работы и необходимые реквизиты (министерство, кафедра и т.д.). На титульном листе дипломного проекта

(см. прил. 3) указываются название работы и ФИО исполнителя и руководителя темы. Далее может следовать **Реферат** (название темы, краткое содержание, цель, задачи и результаты работы). Затем располагается **Оглавление** работы, которое должно включать перечень глав и параграфов работы и соответствующие им номера страниц, **список таблиц, рисунков и графических приложений** с указанием номера страницы. Далее идет **Введение** и собственно **Разделы** или **Главы** дипломной работы. В конце помещают **Заключение** и **Список литературы**.

В **Введении** необходимо показать важность и актуальность выбранной темы и чётко сформулировать цель дипломной работы и задачи исследований. Называется конкретный объект изучения и используемый фактический материал. Необходимо обязательно указать, материалы каких организаций использованы при написании работы, а также какое отношение студент имеет к материалам: получены при участии автора, представлены организацией в процессе производственной или учебной практик, взяты из отчётов организаций и т.д. Общий объём Введения составляет 1-2 страницы.

После Введения в тексте располагаются **разделы или главы**, которые могут подразделяться более детально на подразделы или параграфы. В качестве конкретного материала используются геолого-геофизические данные какого-либо нефтяного месторождения или объекта исследования.

Первые главы дипломной работы посвящены геологической изученности рассматриваемого месторождения или залежи (общие сведения о месторождении, его стратиграфии и литологии, тектонике, используемых методах ГИС и т.п.), обзору материалов по теме работы, имеющихся у других авторов (в статьях, учебниках, отчётах по п/з, защищенных в ГКЗ ранее), основам теории и методике проведения работ. При этом следует иметь в виду, что при защите работы по содержанию этих глав автору могут быть заданы вопросы, на которые он должен дать грамотный ответ.

В последующих главах рассматриваются результаты интерпретации геолого-геофизических данных по конкретному объекту изу-

чения и содержащих сведения о коллекторских свойствах продуктивных пластов, обоснованию подсчётных параметров и т.п.

В заключительных главах приводятся сведения о мероприятиях по охране окружающей среды и о геолого-экономической оценке рассматриваемого месторождения.

Пример структуры дипломной работы

Глава 1 «Геологическое строение и геофизические исследования» состоит из следующих разделов.

Параграф 1.1. Общие сведения о месторождении. В этом параграфе указывается административное и географическое положение изучаемого месторождения. Приводятся сведения о рельефе местности с указанием его особенностей. Даются характеристика гидросети, описание климатических параметров, особенностей растительного и животного мира.

Приводятся сведения о населенных пунктах, составе населения, ведущих отраслях народного хозяйства в рассматриваемом районе, материально-технических базах, газонефтепроводах и т.п.

Дается характеристика дорожной сети. Указываются пути сообщения, наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней.

Приводятся данные по другим полезным ископаемым района.

Приводятся сведения о ранее проводимых на изучаемой площади региональных и детальных геолого-геофизических работах и их результатах, сведения о подсчете и пересчете запасов отдельных пластов и всего месторождения, проектных документах по процессу разработки месторождений на основании фондовых материалов (отчетах производственных организаций по подсчету запасов УВ и технологическим схемам). § 1.1 сопровождается обзорной картой района (рис. 7.1).

Параграф 1.2. Стратиграфия и литология. В этом параграфе приводится описание сводного геолого-геофизического разреза площади работ в стратиграфической последовательности пластов горных пород по разрезу. Названия стратиграфических подразделений должны быть выделены жирным шрифтом или подчеркивани-

ем. Указывается возраст отложений, развитых в пределах района. В характеристике каждого стратиграфического подразделения указывается его краткая литологическая характеристика, характерные особенности слагающих разрез горных пород, пласты-коллекторы по промысловой номенклатуре, покрывки и т.п.

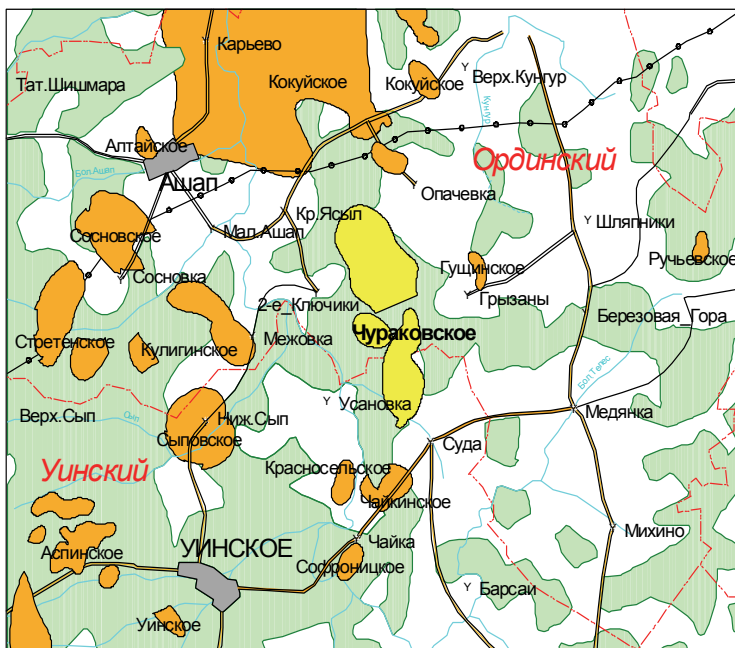
Параграф 1.3. Тектоника. Указывается тектоническое положение площади работ, дается описание структурного плана геоструктурных этажей с выделением структур II и III порядка, локальных структур по основным маркирующим горизонтам с указанием их типа, размеров, амплитуды и стратификации. Раздел иллюстрируется тектонической схемой района работ (рис. 7.2).

Параграф 1.4. Нефтегазоносность. Характеризуется положение изучаемого месторождения согласно нефтегазогеологическому районированию. Отмечается приуроченность основных скоплений нефти и газа к определенным геоструктурным элементам и нефтегазоносным комплексам. В стратиграфической последовательности перечисляются продуктивные и промышленно значимые залежи рассматриваемого месторождения с указанием их структурно-литологических и геолого-промысловых особенностей.

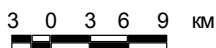
Параграф 1.5. Комплекс геофизических исследований скважин. Приводятся перечень методов ГИС, проводимых в скважинах изучаемого месторождения, решаемых с их помощью задач интерпретации, сведения об используемой геофизической аппаратуре, вертикальном и горизонтальном масштабах записи каротажных диаграмм, скорости записи и измеряемых параметрах. Оценивается качество записи диаграмм ГИС.

Отмечается, что в продуктивных отложениях проводятся детальные промыслово-геофизические исследования в масштабе 1:200. Указывается количество исследованных скважин по подсчетным объектам. Приводятся данные о количестве скважин, пробуренных на пресных ($\rho_c > 0,3$ Ом·м) и соленых ($\rho_c < 0,3$ Ом·м) буровых растворах.

Указываются характерные признаки диаграмм ГИС при выделении продуктивных пластов и определении их эффективных толщин по качественным и количественным критериям геофизических, петрофизических и гидродинамических параметров.



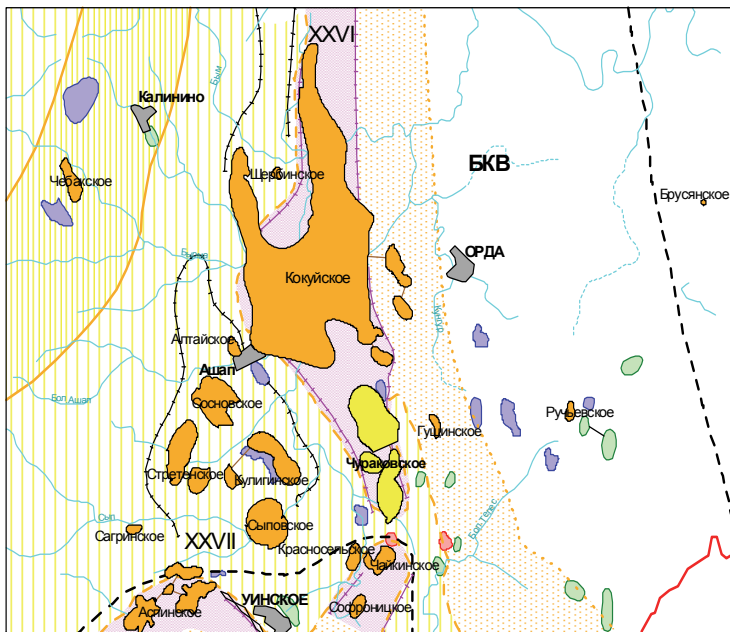
Масштаб 1 : 300000



Условные обозначения:

- | | | | |
|---------------------|--------------------|--------------------------|---------------------|
| Дороги | | населенные пункты | |
| | с покрытием | | населенные пункты |
| | без покрытия | | реки |
| | грунт. проселочная | | водоемы |
| Трубопроводы | | | месторождения нефти |
| | нефтепровод | | леса |
| | | Границы | |
| | | | границы районов |

Рис. 7.1. Выкопировка из обзорной карты Пермского края



Масштаб 1 : 500000

5 0 5 10 15 км



Условные обозначения:



Рис. 7.2. Выкопировка из тектонической схемы

Глава 2 «Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных» состоит из следующих разделов:

Результаты пересчета запасов углеводородного сырья оформляются в виде таблиц и графических приложений (планшеты ГИС, таблицы сведений по интерпретации геофизических данных, карты и профили различного назначения и т.п.). В этой главе надо кратко изложить экспертные заключения по неправильно выполненному подсчету запасов или привести сведения о переинтерпретации данных, полученных ранее, здесь излагаются сведения о комплексной обработке каротажных диаграмм и основные этапы интерпретации по конкретному объекту исследований.

Параграф 2.1. Качественная интерпретация промыслово-геофизических данных. В этом параграфе излагаются правила литологического расчленения разрезов скважин по данным ГИС, составления таблиц выделяемых коллекторов с указанием их мощности, границ и характера насыщения и построения литолого-стратиграфической колонки.

Параграф 2.2. Количественная интерпретация данных ГИС. В этом параграфе приводятся указания:

- по определению коэффициентов пористости и нефтенасыщенности пластов-коллекторов по данным различных методов ГИС;
- по определению удельного электрического сопротивления пластов горных пород;
- по определению критериев разделения горных пород на коллекторы и неколлекторы, а пластов-коллекторов – на нефтеносные и водоносные.

В гл. 2 дипломной работы дается также подробное описание последовательности обработки данных ГИС, обосновывается выбор той или иной методики интерпретации, связанных с определенным типом разреза, и приводится физическая характеристика и роль того или иного метода ГИС, их роль и решаемые ими геологические задачи.

Глава 3. Результаты интерпретации геолого-геофизических данных по ... залежи ... месторождению. В этой главе помещаются результаты дипломной работы по интерпретации данных ГИС по

конкретному объекту исследования и дается анализ достоверности полученных результатов.

Параграф 3.1. В этом разделе приводятся результаты интерпретации материалов ГИС с целью выделения пластов-коллекторов, определения характера их насыщения, выделения реперов, границ отражающих и стратиграфических горизонтов.

Количественные параметры продуктивных пластов указываются в таблицах «Сведения по интерпретации данных ГИС». Попластовое литологическое расчленение горных пород по стволу скважины приводится в виде литолого-стратиграфических колонок. Анализ серии обработанных скважин позволит определиться с ВНК по подсчетному объекту и толщинам нефтенасыщенных коллекторов.

Параграф 3.2. Геологические профили. При построении геологического профиля используются таблицы с результатами интерпретации данных ГИС, каротажный материал по скважинам, схема ВНК и т.п.

Геологический профиль представляет собой сечение месторождения (залежи) вертикальной плоскостью. Для определения местоположения линий профилей используют структурную карту по абсолютным отметкам кровли проницаемой части пласта. Обычно линия профиля I-I прокладывается вдоль длинной оси структуры минимум через 4–5 скважин, а линия профиля II-II вдоль короткой (при отсутствии замкнутой структуры линии профилей прокладываются таким образом, чтобы охватить все скважины).

Параграф 3.3. Структурная карта по кровле ..., построенная по результатам, полученным дипломником.

Для изучения формы и размеров залежи в плане строят структурные карты в изолиниях для кровли и подошвы каждого пласта. Для построения карты, например, кровли какого-либо пласта, на план расположения скважин наносят абсолютные отметки первого проницаемого пропластка в каждом пласте (для построения карты подошвы соответственно последнего в пласте). Затем, интерполируя отметки между скважинами, проводят изогипсы и строят структурные карты.

Границы залежи в плане оконтуриваются внешним и внутренним контурами нефтеносности. Внешний контур нефтеносности – это линия, образуемая при пересечении поверхности ВНК с кровлей пласта. Внешний контур нефтеносности определяет общие размеры залежи и отделяет водонасыщенную часть пласта от водонефтяной. Внутренним контуром нефтеносности называется линия, образуемая при пересечении поверхности ВНК с подошвой пласта. Внутренний контур отделяет чисто нефтенасыщенную часть пласта от водонефтяной.

В этом параграфе также рассматриваются вопросы по обоснованию и сопоставлению подсчётных параметров.

Графические приложения

1. Сводный стратиграфический разрез.
2. Выкопировка из тектонической схемы.
3. Карты по отражающим горизонтам.
4. Геологические профили.
5. Корреляционная схема.
6. Структурные карты кровли и подошвы.
7. Карты эффективных толщин.
8. Подсчётные планы на разные даты подсчёта.

Заключение. Приводятся основные выводы дипломной работы. Указываются особенности произведённого подсчёта/пересчёта запасов нефти и газа. Указываются причины подсчёта/пересчёта запасов, обобщаются полученные результаты и приводится их анализ, представлены решения поставленной в дипломной работе геологической задачи. Излагаются выводы и заключения, сделанные на основании проделанной работы, и приводятся сведения о запасах УВ.

В конце работы помещается список использованной литературы – **Библиографический список**. В тексте дипломной работы даётся ссылка на источник согласно этому списку. В качестве литературных источников используются учебники, методические пособия и отчеты производственных организаций.

В **Библиографическом списке** указываются названия литературных источников: автор, название книги (или статьи и название сборника), издательство, год издания, количество страниц.

1. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов специальности 0805 «Геология нефти и газа» / сост. В.И.Галкин, И.В.Ванцева, И.А.Козлова [и др.] – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2012. – 50 с.

2. Геофизические исследования скважин (ГИС): метод. указания к выполнению курсовой работы / сост. В.Н. Косков; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2012. – 30 с.

3. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин: учебник для вузов. – М.: Недра, 2015. – 432 с.

4. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 248 с.

5. Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.

6. Золоева Г.М., Петров Л.П., Хохлова М.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: учеб. пособие. – М.: МАКС Пресс, 2009. – 180 с.

7. Косков В.Н. Литологическое расчленение разрезов скважин и определение физических параметров терригенных коллекторов девонских отложений по промыслово-геофизическим данным // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 39–42.

8. Косков В.Н. Определение пористости карбонатных коллекторов по данным нейтронного каротажа // Вестник Пермского университета. Геология. – 2014. – Вып. 4(25). – С. 81–84.

Список рекомендуемой литературы

Основной

1. Геофизические исследования скважин: метод. указания к лабораторным занятиям и выполнению контрольной работы для студ. спец. 0805 «Геология нефти и газа» / сост. В.Н. Косков; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2006. – 32 с.

2. Геофизические исследования скважин (ГИС): метод. указания к выполнению курсовой работы / сост. В.Н. Косков; Перм. гос. нац. иссл. ун-т. – Пермь, 2012. – 30 с.

3. Геофизические исследования скважин: метод. указ. к выполнению лаб. и контр. работ / сост. В.Н. Косков, В.И. Луппов; Перм. гос. нац. иссл. ун-т. – Пермь, 2012. – 63 с.

4. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин: учебник для вузов. – М.: Недра, 2015. – 432 с.

5. Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.

6. Методические указания к преддипломной практике и дипломному проектированию для студентов специальности 0805 «Геология нефти и газа» / сост. В.И. Галкин, И.В. Ванцева, И.А. Козлова [и др.] / Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2000. – 51 с.

7. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов специальности 0805 «Геология нефти и газа» / Сост. В.И. Галкин, И.В. Ванцева, И.А. Козлова [и др.]. – Пермь: Изд-во Перм. нац. иссл. политехн. ун-та, 2012. – 50 с.

8. Латышева М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учеб. пособие для вузов / ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2007. – 327 с.

Дополнительный

1. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 248 с.

5. Золоева Г.М., Петров Л.П., Хохлова М.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: учеб. пособие. – М.: МАКС Пресс, 2009. – 180 с.

6. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах: учебник для вузов. – М.: Недра, 1982. – 351 с.

7. Косков В.Н. Решение геологических задач методами ГИС: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 109 с.

8. Косков В.Н. Промысловая геофизика: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – 279 с.

Список фондовой литературы

1. Геологическое строение и пересчет запасов нефти и газа Альняшского месторождения: Отчет о НИР / ПермНИПИнефть; Рук. Н.Н. Марков, Н.С. Жильцова. – 32-81. Этап 16. – Пермь, 1985. – Т. 1. – 230 с.

2. Геологическое строение и подсчет запасов нефти и газа Аспинского месторождения: Отчет о НИР / ПермНИПИнефть; Рук. Н.Н. Марков. – 6-76. Этап 1. – Пермь, 1976. – Т. 1. – 141 с.

3. Геологическое строение и пересчет запасов нефти и газа Баклановского месторождения: Отчет о НИР / ПермНИПИнефть; Рук. Н.Н. Марков, Н.С. Жильцова. – 30-78. Этап 9. – Пермь, 1985. – Т. 1. – 248 с.

4. Геологическое строение и подсчет запасов нефти и газа Батырбайского месторождения: Отчет о НИР / ПФ Гипростокнефть; Рук. Н.С. Жильцова, Н.Н. Марков. – 1-67п. Этап 1. – Пермь, 1967. – Т. 1. – 439 с.

5. Геологическое строение и подсчет запасов нефти и газа Дороховского месторождения: Отчет о НИР / ПермНИПИнефть; Рук. О.М. Минина. – 7-91, этап 5. – Пермь, 1998. – Т. 1. – 345 с.

6. Геологическое строение и подсчет запасов нефти и газа Казаковского: Отчет о НИР / ПермНИПИнефть; Рук. Н.С. Жильцова, Л.Н. Ракинцева [и др.]. – 32-81; этап 12. – Пермь, 1984. – Т. 1. – 188 с.
7. Геологическое строение и подсчет запасов нефти и газа Кокуйского месторождения: Отчет о НИР / ПермНИПИнефть; Рук. Н.Н. Марков. – 19-74; этап 1. – Пермь, 1975. – Т. 1. – 220 с.
8. Геологическое строение и пересчет запасов нефти и газа Ольховского месторождения: Отчет о НИР / ПермНИПИнефть; Рук. Н.Н. Марков. – 19-74. Этап 3. – Пермь, 1975. – Т. 1. – 272 с.
9. Геологическое строение и подсчет запасов нефти и газа Пихтового месторождения: Отчет о НИР / ПермНИПИнефть; Рук. Н.С. Жильцова. – 32-81. Этап 15. – Пермь, 1985. – Т. 1. – 169 с.
10. Изучение геологического строения залежей нефти и газа, подсчет запасов нефти и газа Павловского месторождения: Отчет о НИР / ПФ Гипровостокнефть; В.Г. Звездин, И.И. Наборщикова. – 1-67п. Этап 2. – Пермь, 1967. – Т. 1. – 100 с.
11. Геологическое строение и пересчет запасов нефти и газа Степановского месторождения: Отчет о НИР / ПермНИПИнефть; Рук. Н.С. Жильцова. – 19-86. Этап 8. – Пермь, 1989. – Т. 1. – 289 с.
12. Геологическое строение и пересчет запасов нефти и газа Шагиртско-Гожанского месторождения: Отчет о НИР / ПермНИПИнефть; Рук. Н.С. Жильцова. – 32-81. Этап 2. – Пермь, 1985. – Т. 1. – 292 с.
13. Геологическое строение и пересчет запасов нефти и газа Стретенского месторождения на основе геолого-гидродинамической модели: Отчёт по договору / ПермНИПИнефть; Л.Н. Ракинцева, Т.Е. Гаврилова, В.П. Митрофанов [и др.]. – № 2894. – Пермь, 2006. – 222 с.

Образец оформления титульного листа

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

Зачетная книжка № _____

КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ
И НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ
ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС
НА ПРИМЕРЕ СКВ. 22 ОСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Исполнитель: студент (группа) А.П. Иванов
Руководитель: доцент И.И. Петров

2016

Образец оформления титульного листа

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

КУРСОВАЯ РАБОТА

**Комплексная интерпретация данных геофизических
исследований скважин на примере скв. 155
Баклановского нефтяного месторождения**

Исполнитель: студент (группа) А.П. Иванов
Руководитель: доцент И.И. Петров

2016

Образец оформления титульного листа

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

**Уточнение геологического строения бобриковской залежи
Павловского месторождения на основе комплексной
интерпретации данных ГИС**

Исполнитель: студент (группа) А.П. Иванов
Руководитель: доцент И.И. Петров

2016

Учебное издание

Косков Владимир Николаевич

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДИСЦИПЛИНЫ
«ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН»
И МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ
КВАЛИФИКАЦИОННЫХ РАБОТ**

Учебно-методическое пособие

Редактор и корректор *И.А. Мангасарова*

Подписано в печать 26.09.16. Формат 60×90/16.
Усл. печ. л. 7,75. Тираж 100 экз. Заказ № 150/2016.

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета.
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.
Тел. (342) 219-80-33.