

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

А. И. Губина, В. И. Луппов, Л. Д. Плешков

## **ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН**

### **Лабораторные работы**

*Допущено методическим советом  
Пермского государственного национального  
исследовательского университета в качестве  
учебного пособия для студентов, обучающихся  
по направлению подготовки бакалавров  
«Геология»*



Пермь 2019

УДК 550.831 + 551.7

ББК 26.2

Г932

**Губина А. И., Луппов В. И., Плешков Л. Д.**

Г932 Геофизические методы исследования скважин: лабораторные работы: учеб. пособие / А. И. Губина, В. И. Луппов, Л. Д. Плешков; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь, 2019. – 102 с.

ISBN 978-5-7944-3348-7

Учебное пособие содержит лабораторные работы, цель которых – изучение физических основ геофизических методов исследования скважин, овладение навыками интерпретации методов ГИС при решении конкретных геологических задач. Рассматриваются теоретические основы методов ГИС, порядок выполнения и оформления результатов работы. Даются контрольные вопросы и задачи по всем разделам, а также графические приложения к заданиям в виде планшетов с диаграммами комплекса ГИС для разрезов нефтегазовых скважин.

Издание предназначено для студентов, обучающихся по направлению «Геология», профиль «Геофизика» (бакалавриат), направлению «Технология геологической разведки» для выполнения лабораторных работ при изучении курса «Геофизические исследования скважин».

**УДК 550.831 + 551.7**

**ББК 26.2**

*Печатается по решению ученого совета геологического факультета  
Пермского государственного национального исследовательского университета*

*Рецензенты:* кафедра геологии нефти и газа ПНИПУ (зав. кафедрой, д-р геол.-минер. наук профессор **В. И. Галкин**);  
канд. техн. наук, директор по промышленной геофизике  
ПАО «Пермнефтегеофизика» **А. В. Шумилов**

© Губина А. И., Луппов В. И.,

Плешков Л. Д., 2019

© ПГНИУ, 2019

ISBN 978-5-7944-3348-7

## Оглавление

Введение .....	5
Часть I. Характеристика основных методов каротажа .....	6
1.1. Электрические методы.....	6
1.2. Радиоактивные методы .....	11
1.3. Акустические методы .....	29
1.4. Комплексная интерпретация геофизических исследований с целью изучения геологических разрезов скважин .....	33
1.5. Оценка технического состояния и качества цементирования скважин по комплексу АКЦ-ГГЦ-ЭМДСТ .....	39
1.6. Методы геофизического контроля при разработке месторождений.....	53
Часть II. Лабораторные работы .....	64
Качественная интерпретация материалов ГИС .....	64
Лабораторная работа № 1. Литологическое расчленение осадочного разреза и выделение коллекторов по данным комплекса ГИС.....	64
Лабораторная работа № 2. Выделение коллекторов, определение их эффективной мощности и оценка характера их насыщения.....	65
Количественная интерпретация данных ГИС.....	66
Лабораторная работа № 3. Определение коэффициента глинистости пластов-коллекторов по ГК.....	66
Лабораторная работа № 4. Определение общей пористости пластов по данным НК.....	68
Лабораторная работа № 5. Определение плотности и пористости коллекторов по данным ГГК.....	69
Лабораторная работа № 6. Определение пористости по данным АК .....	70
Лабораторная работа № 7. Определение пористости и литологии пластов по комплексу РК-АК-ГГК.....	<b>Ошибка!</b>
<b>Закладка не определена.</b>	
Лабораторная работа № 8. Определение коэффициента нефтенасыщенности коллекторов с использованием зави-	

симостей  $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$  и  $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$  **Ошибка! Закладка не определена.**3

Лабораторная работа № 9. Определение качества цементирования колонны по АКЦ **Ошибка! Закладка не определена.**6

Лабораторная работа № 10. Определение качества цементирования колонны по ГГЦ **Ошибка! Закладка не определена.**

Лабораторная работа № 11. Определение технического состояния колонны по ЭМДСТ **Ошибка! Закладка не определена.**9

Лабораторная работа № 12. Интерпретация комплекса ГИС (ВТ, ВЛ, РЕЗ, БМ, ИННК) при контроле за разработкой месторождений **Ошибка! Закладка не определена.**0

Тесты по ГИС.....	815
Петрофизика.....	855
Геология Пермского Прикамья .....	866
ГИС-открытый ствол .....	877
ГИС-техсостояние скважины .....	90
ГИС-контроль за разработкой .....	90
Список литературы .....	91
Приложение .....	92

## Введение

Основная цель геофизических исследований скважин (ГИС) – получение геологического описания разреза, оказание помощи геологам в изучении строения месторождения, проведении региональных исследований, подсчете запасов и контроле разработки месторождений.

При решении любой геологической задачи комплекс ГИС должен включать методы, содержащие информацию об основных свойствах породы – пористости, глинистости, проницаемости, нефтегазонасыщенности. Совокупность методов определения пористости (акустический метод, нейтронные методы и др.), глинистости (гамма-метод), насыщенности (метод бокового каротажного зондирования и др.) позволяет проводить литологическое расчленение разреза, выделять коллекторы, оценивать характер их насыщенности, проводить корреляцию разреза и т.д. При этом, чем сложнее разрез, тем больший комплекс ГИС требуется для его изучения, тем сложнее интерпретация результатов ГИС.

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

В данном учебном пособии рассматриваются теоретические основы методов и описываются практические приемы интерпретации, поэтому для выполнения работ необходимо предварительно ознакомиться с основным учебником [1] или учебными пособиями [2–5].

Материалом для проведения лабораторных работ служат диаграммы ГИС по конкретным скважинам, позволяющие определить решаемые геологические задачи.

## Часть I

### Характеристика основных методов каротажа

#### 1.1. Электрические методы

В комплексе ГИС методы электрического каротажа занимают *ведущее положение*. Это объясняется тем, что *удельное электрическое сопротивление* горных пород, определяемое с помощью этих методов, является физическим параметром, по величине которого можно судить о *литологическом составе* вскрываемых скважиной пород, их *физических и коллекторских свойствах, насыщении углеводородами*.

Электрическое сопротивление горных пород – это способность пород проводить электрический ток; характеризуется их удельной электропроводностью ( $\sigma$ ) или величиной, ей обратной, – удельным электрическим сопротивлением (УЭС) ( $\rho$ ) и равно соответственно проводимости и сопротивлению единицы объема ( $1 \text{ м}^3$ ) среды. Размерность  $\sigma$  и  $\rho$  – соответственно сименс на метр (См/м) или миллисименс на метр (мСм/м) и Ом на метр (Ом·м).

Механизм электропроводности горных пород может быть *ионный, электронный и смешанный* в связи с различием их фазового состояния и разной природой проводимости породообразующих и акцессорных или рудных минералов. УЭС главных породообразующих и рудных минералов, УЭС твердой фазы (минерального скелета) превосходят сопротивление жидкой фазы на несколько порядков; газовая фаза является диэлектриком. Поэтому влияние различных фаз, заполняющих поровое пространство, и структура последнего являются определяющими для УЭС большинства пород.

В осадочных породах скелет (зерна, цемент) состоит из минералов, в большинстве случаев, не проводящих электрический ток. Например, кварц, силикаты, окислы, карбонаты и другие. Эти породы электропроводны, поскольку они пористые, и их взаимосоединяющееся пустотное пространство содержит электрически проводящую жидкость – пластовую воду (связанную, подвижную, грунтовую и т.п.). Зависимость пород (песчаников, известняков, доломитов) от влажности и пористо-

сти однозначна. Чем больше пористость и выше водонасыщенность, тем меньше сопротивление пород. При этом на зависимость величины удельного электрического сопротивления от пористости влияет минерализация пластовой воды. На рис. 1 приведено семейство зависимостей удельного сопротивления  $\rho_v$  водных растворов NaCl от концентрации солей и температуры.

Удельное сопротивление водоносных пород  $\rho_{вп}$  (при 100%-ном заполнении пор водой удельного сопротивления  $\rho_v$ ) определяется соотношением

$$\rho_{вп} = P_{п} \rho_v, \quad (1)$$

где  $P_{п}$  – **параметр пористости**, связанный с коэффициентом пористости породы  $k_{п}$  и зависящий также от ее литологии и структуры. По экспериментальным данным

$$P_{п} = \frac{a_m}{k_{п}^m} \quad (2)$$

где  $a_m$  – константа для данного типа отложений, величина которой меняется в пределах 0,4–1,4;  $m$  – структурный показатель, изменяющийся от 1,3 (для рыхлых песков) до 2,2 (для сильно сцементированных песчаников и плотных известняков и доломитов).

Если в порах породы наряду с пластовой водой содержатся нефть и газ, являющиеся непроводниками электрического тока, то вследствие уменьшения объема, в котором может протекать электрический ток, УЭС породы будет больше значения его при 100%-ной водонасыщенности и зависеть от степени насыщенности их нефтью или газом:

$$\rho_{нп} = P_{н} \rho_{вп}, \quad P_{н} = \frac{\rho_{нп}}{\rho_{вп}}, \quad (3)$$

где  $P_{н}$  – **параметр насыщения**, связанный с коэффициентом водонасыщения  $k_v$  и зависящий от характера распределения воды и углеводородов в поровом пространстве, а также от физико-химического состояния поверхности поровых каналов – степени гидрофильности или гидрофобности зерен коллектора. Величина  $P_{н}$ , которая показывает, во сколько раз увеличивается удельное сопротивление породы, насыщенной нефтью и газом, при

частичном заполнении ее пор водой, называется коэффициентом увеличения сопротивления (или параметром насыщения).

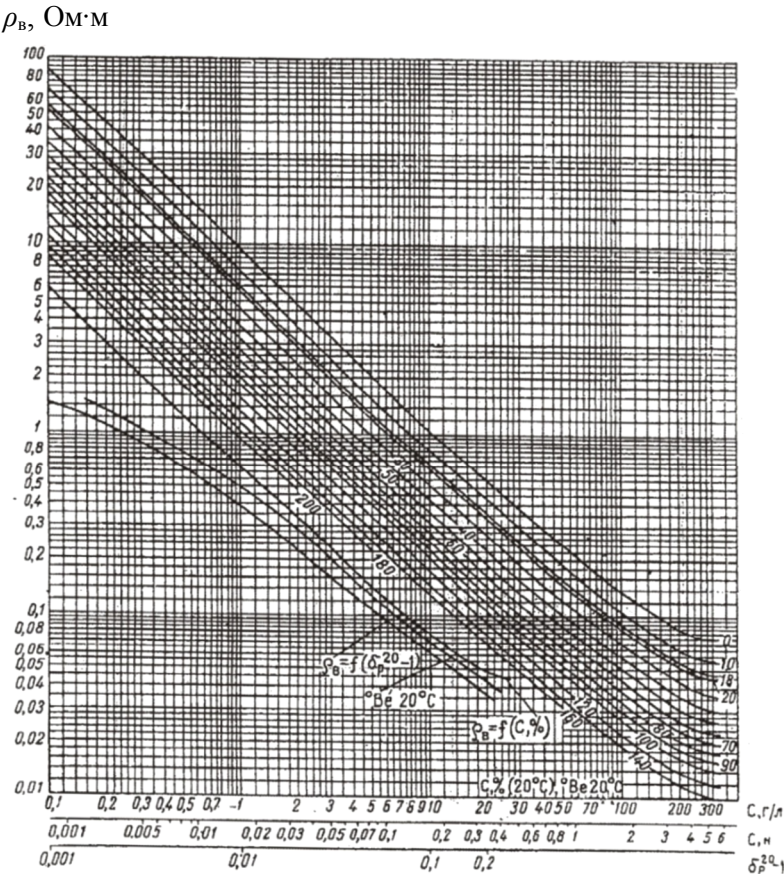


Рис. 1. Зависимость удельного сопротивления  $\rho_v$  раствора NaCl от температуры и концентрации  $C_{\text{NaCl}}$

Как показали эксперименты,

$$P_n = \frac{a_n}{k_n^n} = \frac{a_n}{(1-k_n)^n}, \quad (4)$$

где  $k_n$  – **коэффициент нефтенасыщения** ( $k_n = 1 - k_b$ );  $a_n$  и  $n$  – эмпирические константы, характерные для данного типа отложений.

Величина коэффициента  $a_n$  близка к 1. Показатель степени  $n$  зависит от глинистости породы и степени гидрофобности твердой фазы. Увеличение глинистости коллекторов приводит к уменьшению значений  $n$  тем большому, чем ниже минерализация пластовых вод. Для таких пород  $n = 1,3-1,8$ . Гидрофобность коллектора увеличивает его удельное сопротивление. Для частично гидрофобных пород  $n = 2,5-5,0$ . Для неглинистых и слабоглинистых гидрофильных пород  $n = 1,8-2,0$ . Большинство терригенных и карбонатных коллекторов относятся к гидрофильным породам. Для полного или частичного исключения этих факторов, влияющих на величину удельного сопротивления пласта, вместо него рассматривают отношение

$$P_n = \frac{\rho_{\text{нп}}}{\rho_{\text{вп}}} > 1, \quad (5)$$

где  $\rho_{\text{нп}}$  – удельное сопротивление породы, поры которой заполнены нефтью (газом) и остаточной водой;  $\rho_{\text{вп}}$  – удельное сопротивление той же породы при условии 100%-ного заполнения ее пор водой.

Обобщение обширного экспериментального материала позволило предложить для практического использования усредненные зависимости  $P_n = f(k_n)$  и  $P_n = f(k_b)$  для различных типов пород (рис. 2). Этими зависимостями можно пользоваться в тех случаях, когда отсутствуют аналогичные зависимости, полученные по данным анализа керна для конкретных горно-геологических условий района работ. Определение коэффициента нефтенасыщенности по данным ГИС, как для терригенных, так и для карбонатных пластов по данным электрометрии проводится следующим образом.

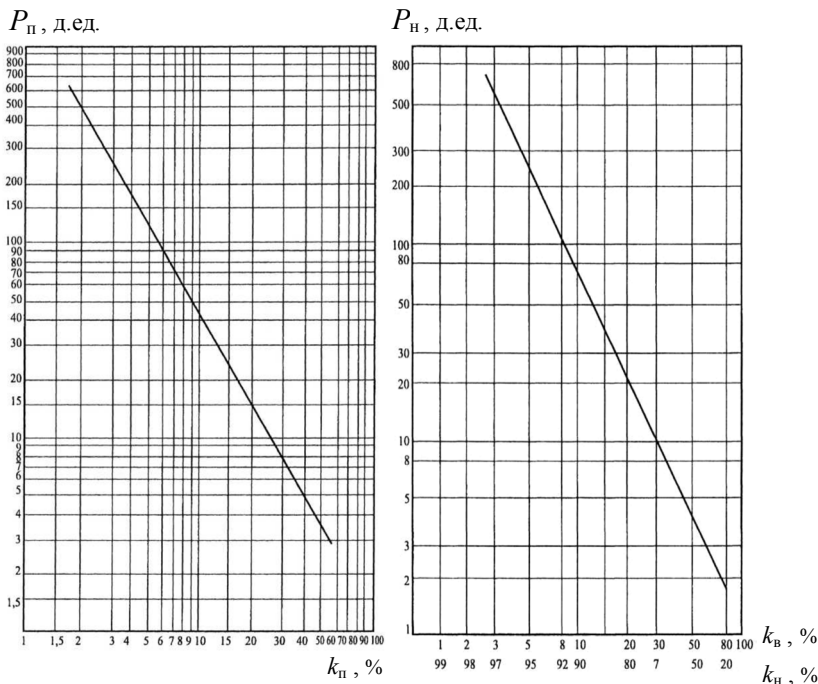


Рис. 2. Зависимость  $P_{п} = f(k_{п})$  и  $P_{н} = f(k_{в})$ .

По величине пористости нефтенасыщенного прослоя определяется значение параметра пористости по зависимости  $P_{п} = f(k_{п})$  (рис. 2).

Далее по известному значению удельного сопротивления пластовой воды ( $\rho_{в}$ ) рассчитывается удельное сопротивление прослоя ( $\rho_{вп}$ ) при условии его 100%-ного водонасыщения.

По удельному сопротивлению нефтенасыщенного прослоя  $\rho_{пп}$  (определенного по кривым сопротивления БКЗ или БК) и по значению  $\rho_{вп}$ , определенному по зависимости  $P_{п} = f(k_{п})$ , рассчитывается параметр насыщения этого прослоя:  $P_{н} = \rho_{пп} / \rho_{вп}$ . По зависимости  $P_{н} = f(k_{в})$  определяют коэффициент нефтенасыщенности ( $k_{н} = 1 - k_{в}$ ) проницаемого пласта. Определение коэффициента  $k_{в}$  по сопротивлению пласта  $\rho_{п}$  проводят в открытом стволе скважин, пробуренных на проводящем глинистом растворе (методы БКЗ, БК) и на непроводящем растворе по ИК.

Рассмотренный метод оценки  $k_n$  применяют при изучении терригенных и карбонатных коллекторов с межзерновой пористостью, величина которой составляет не менее 6–10 %.

Современная геофизическая служба располагает большим числом электрических методов, позволяющих оценивать удельное электрическое сопротивление  $\rho_n$  пласта. Данные стандартного комплекса методов электрического каротажа (БКЗ, БК, ИК) используются в основном для разделения пород по насыщению (рис. 3). Оценка характера насыщения выделенных коллекторов проводится по критическим значениям УЭС или коэффициенту нефтенасыщенности ( $k_n$ ) с использованием петрофизических зависимостей в программе ПРАЙМ.

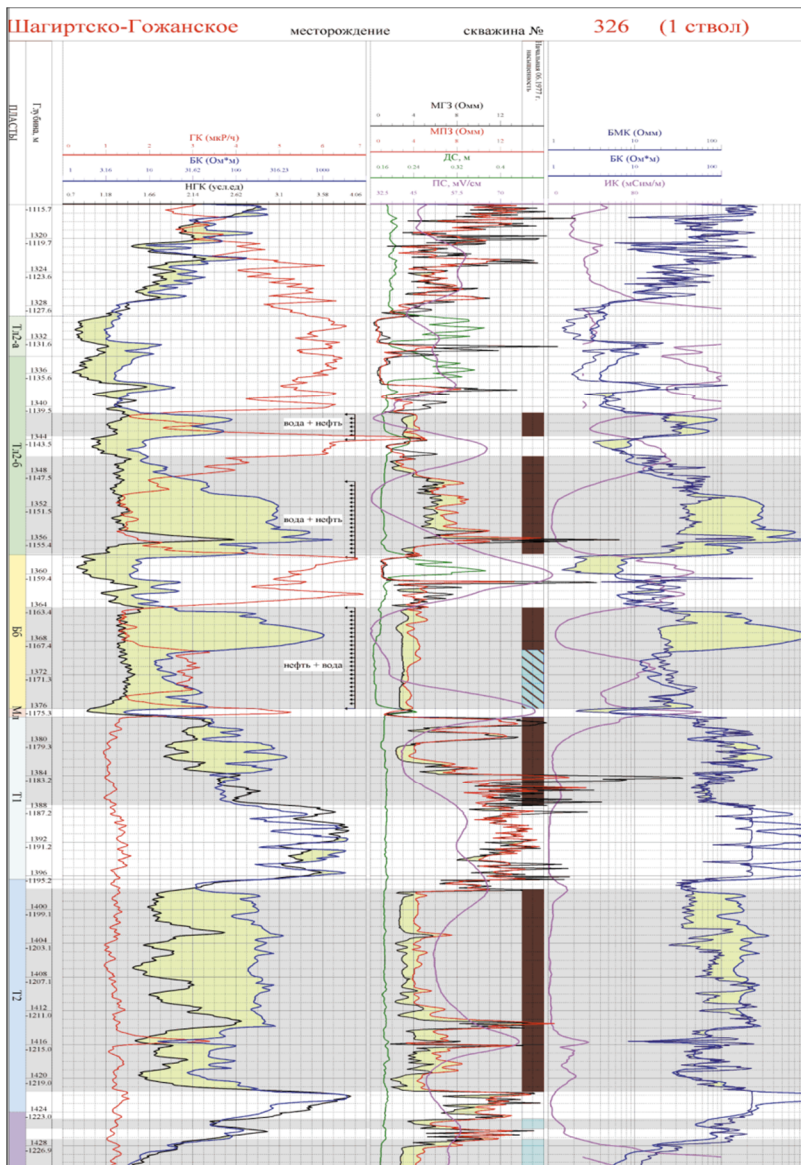
В настоящее время общепризнанна роль электрических методов в повышении эффективности геолого-геофизических исследований. Дополнительные возможности связаны со следующими параметрами:

- определение УЭС зоны проникновения пласта по разноглубинным зондам;
- высокое вертикальное разрешение;
- оценка элементов залегания пластов.

## 1.2. Радиоактивные методы

Радиоактивные методы представляют собой совокупность методов ГИС, основанных на измерении естественных и искусственных радиоактивных излучений. Измерение интенсивности естественного гамма-излучения горных пород по разрезу скважины осуществляется гамма-методом. Искусственные радиоактивные излучения возникают в результате облучения горной породы потоком гамма-квантов или нейтронов.

Кроме регистрации интегральной интенсивности гамма-излучения или нейтронного излучения широко используются их спектральные модификации, с помощью которых исследуется не только интенсивность излучения, но и его энергетический спектр – спектрометрия естественного, нейтронного и рассеянного гамма-излучения.



Методы радиоактивного каротажа (рис. 4) включают в себя следующие модификации:

ГК – изучение естественной радиоактивности горных пород;

СГК – спектрометрическая модификация метода ГК;

ГГК – исследуется поле рассеянного гамма-излучения, возникающего при облучении горных пород источником гамма-лучей для определения плотности пород;

НГК – исследуется поле вторичного гамма-излучения, возникающего в породах в результате взаимодействия нейтронов с ядрами элементов среды;

СНГК – спектрометрическая модификация метода НГК;

ННК – исследуются процессы рассеяния и поглощения нейтронов горной породой для определения общей пористости пород;

ИННК – импульсная модификация метода ННК.

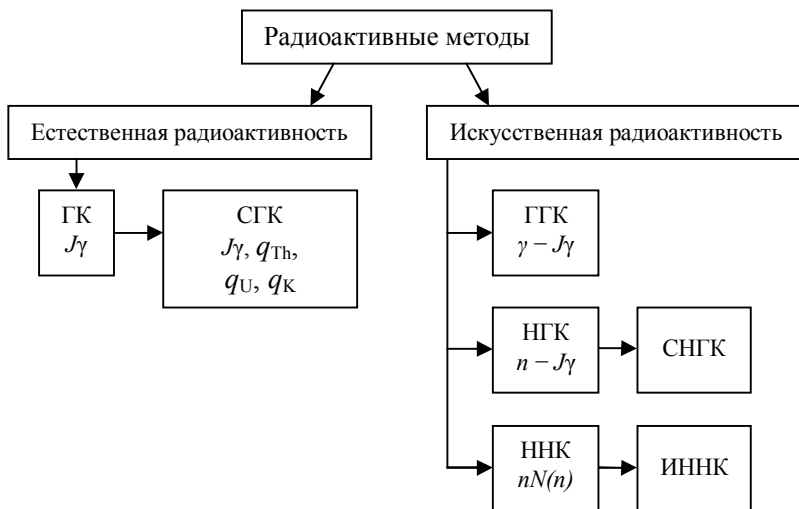


Рис. 4. Методы радиоактивного каротажа

Приборами РК непосредственно измеряются сигналы детекторов ионизирующего излучения в виде скорости счета – числа импульсов, регистрируемых в единицу времени. В им-

пульсных и спектрометрических модификациях РК регистрируют скорости счета во временных и энергетических окнах.

Переход от скорости счета к геофизическим характеристикам пород (плотность пород) и их геологическим параметрам (пористость, насыщенность, вещественный состав пород) осуществляют с использованием зависимостей между показаниями скважинных приборов и указанными характеристиками и параметрами, установленными на моделях пород (с имитацией скважины), или методами математического моделирования.

**Интегральный гамма-каротаж (ГК)** основан на измерении естественной радиоактивности горных пород, слагающих разрез скважины. Естественной радиоактивностью называется самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов, слагающих горные породы.

Большинство радиоактивных элементов принадлежит к трем основным семействам: урана-радия, тория и актиния. Из других элементов с естественной радиоактивностью следует отметить изотопы калия-40 ( $^{40}\text{K}$ ). Распад радиоактивных элементов сопровождается альфа-, бета- и гамма-излучением. Поскольку альфа- и бета-частицы обладают очень малой проникающей способностью – первые миллиметры, а гамма-излучение – от 30 до 40 см, в радиометрии нефтегазовых скважин используют только гамма-излучение. Уран, торий и калий испускают гамма-лучи с энергией 1–2 МэВ.

Содержание радиоактивных элементов в горных породах и удельная гамма-активность минералов и пород приведены на рис. 5.

Основы применения ГК в скважинах, пробуренных на нефть и газ, связаны с четкой зависимостью величины гамма-излучения от характера горной породы. Самую высокую радиоактивность среди осадочных горных пород имеют глубоководные илы, черные битуминозные глины, аргиллиты, глинистые сланцы, калийные соли. Средняя радиоактивность характерна для неглубоководных и континентальных глин, глинистых песчаников, мергелей глинистых известняков и доломитов.

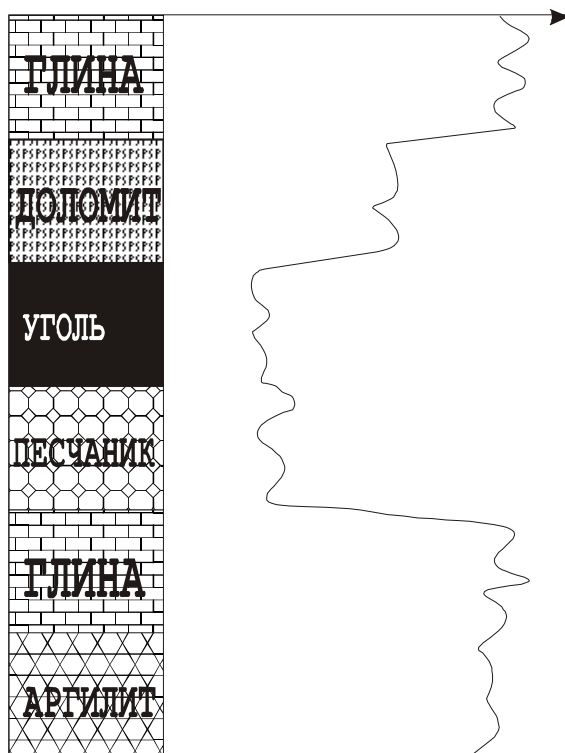


Рис. 5. Зависимость ГК от литологического состава горных пород

К породам с низкой радиоактивностью относятся ангидриты, гипсы, песчаники, пески, доломиты, угли. В общем случае кривая ГК характеризует разрез скважины от величины глинистости горных пород, что облегчает выделение коллекторов, которые могут содержать подвижные флюиды, такие как нефть и газ.

Для регистрации естественной радиоактивности горных пород разработаны и применяются два типа зондов:

- зонд для регистрации суммарного гамма-излучения, который записывает общий объем гамма-лучевой активности горных пород, вскрытых скважиной, вне зависимости от типа источника;

– зонд для определения спектра источника гамма-излучения, или спектральный гамма-каротаж, который наряду с регистрацией суммарного ГК дает представление о концентрации каждого радиоактивного элемента (урана, тория и калия) в изучаемой горной породе.

Интенсивность гамма-излучения вещества по ГИС характеризуется величиной радиевого гамма-эквивалента, а интенсивность гамма-поля – мощностью экспозиционной дозы. Единица мощности дозы в СИ – ампер на килограмм. На практике при измерении естественной радиоактивности горных пород пользуются внесистемной единицей микрорентген в час (мкР/ч). Такой подход к оценке радиоактивности основан на оценке воздействия радиоактивного излучения на окружающую среду. Рентген (Р) соответствует такому количеству поглощенного гамма-излучения, которое приводит к образованию в 1 см<sup>3</sup> воздуха при температуре 0 °С и давлении 760 мм рт. ст. одной электростатической единицы количества электричества ( $1 \text{ Р/с} = 2,58 \cdot 10^{-4} \text{ А/кг}$ ).

Гамма-каротаж применяют для решения следующих задач: выделения в разрезах скважин местоположения полезных ископаемых, отличающихся пониженной или повышенной гамма-активностью; литологического расчленения и корреляции разрезов осадочных пород; выделения коллекторов; оценки глинистости пород; массовых поисков радиоактивного сырья.

В обсаженных скважинах ГК применяют для выявления радиогеохимических аномалий (РГХА), образующихся в процессе вытеснения нефти водой. С использованием ГК решают технологическую задачу – увязку по глубине данных всех видов ГИС в открытом и обсаженном стволе.

Гамма-каротаж выполняют во всех без исключения необсаженных и обсаженных скважинах, заполненных любой промысловой жидкостью или газом.

Измерительная установка ГК состоит из детекторов гамма-квантов и электронной схемы. Точкой записи является середина детектора. Зонд (модуль) применяют в качестве самостоятельного прибора или включают в состав комплексных приборов, реализующих несколько методов ГИС. Модуль ГК комплексируется с другими модулями без ограничений.

Наиболее благоприятно применение ГК для анализа глинистости в случае, когда гамма-активность пород определяется, в основном, глинистостью. При этом глинистость это содержание в породе пелитового материала – частиц размером менее 0,01 мм независимо от их минерального состава (собственно глины, полевой шпат, кварц и др.) или нерастворимого остатка (в карбонатных отложениях). Также применение ГК благоприятно для кварцевых песчаников и карбонатных пород с нерадиоактивным минеральным скелетом.

Для определения *коэффициента глинистости* целесообразно пользоваться методикой двух опорных пластов, когда в качестве калибровочного коэффициента используется разность показаний в пласте глин  $J_{\gamma}^{\max}$  и в пласте с минимальной по разрезу глинистостью  $J_{\gamma}^{\min}$ . Показания в пластах  $J_{\gamma}^{\text{пл}}$  при этом преобразуются в безразмерный двойной разностный параметр:

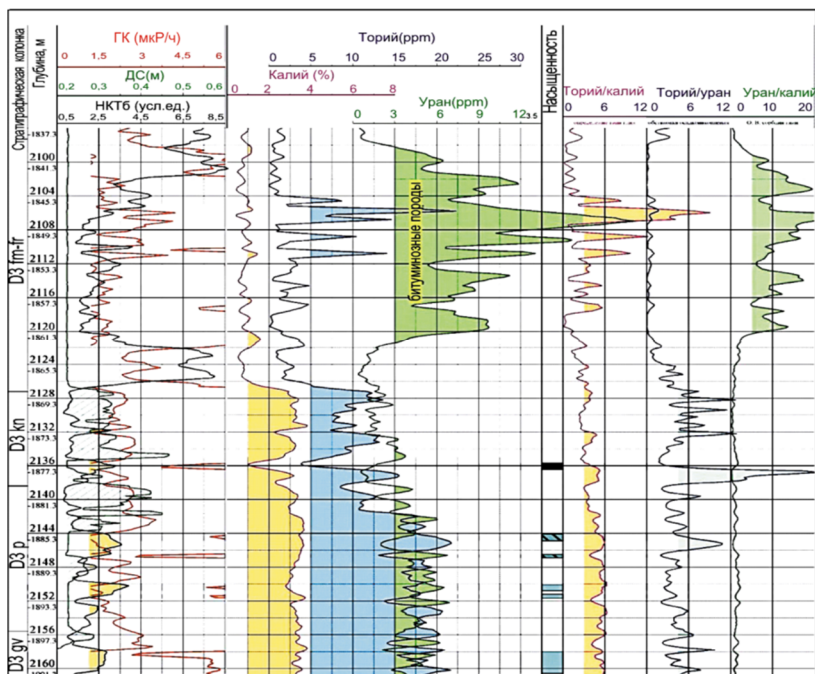
$$\Delta J_{\gamma} = \frac{(J_{\gamma}^{\text{пл}} - J_{\gamma}^{\min})}{(J_{\gamma}^{\max} - J_{\gamma}^{\min})}. \quad (6)$$

При отличии глинистости опорных пластов от 0 и 100 % производится пересчет показаний в опорных пластах. При наличии кривой пористости  $k_{\text{п}}$  производится переход к *объемной глинистости*:

$$k_{\text{гл}} = C_{\text{гл}} (1 - k_{\text{п}}). \quad (7)$$

*Спектрометрические модификации метода СГК* позволяют расчленить разрез нефтегазовых скважин, как по интегральной естественной радиоактивности горных пород, так и по содержанию естественных радиоактивных элементов (U, Th, K), что расширяет возможности геологической интерпретации данного метода.

Основой геологической интерпретации данных СГК является различие содержания (Th, U и K) в горных породах, включая характер изменения их соотношений в зависимости от условий осадконакопления и минерального состава глин (рис. 6).



Насыщенность



Рис. 6. Выделение пластов-коллекторов и интервалов битуминозных пород по данным СГК

**Гамма-гамма-плотностной каротаж (ГГК)** – исследования, основанные на регистрации плотности потока гамма-излучения, рассеянного горной породой при ее облучении стационарным ампульным источником гамма-квантов ( $^{60}\text{Co}$  и др.).

В зависимости от энергии регистрируемого гамма-излучения различают плотностную (ГГК-П) и селективную (ГГК-С) модификации метода. При ГГК-П регистрируют относительно

жесткое гамма-излучение (0,15 МэВ) для определения плотности горных пород, при ГГМ-С – более мягкое для определения среднего атомного номера (литологического состава).

Для исследования нефтяных и газовых скважин, как правило, применяются двухзондовые измерительные установки, экранированные от скважины, с азимутальной коллимацией излучения источника и регистрируемого излучения.

Между интенсивностью рассеянного гамма-излучения и плотностью горных пород существует обратная зависимость: чем больше плотность, тем меньше регистрируемое гамма-излучение. На кривой ГГК минимальные показания соответствуют плотным породам – ангидритам, известнякам, максимумами выделяются наименее плотные породы – глины, высокопористые разности пород (рис. 7). Измеряемая величина – скорость счета (интегральная или в энергетических окнах).

Основные расчетные величины – объемная плотность пород  $\delta_{\Pi}$  (г/см<sup>3</sup>), позволяющая перейти к определению пористости  $k_{\Pi}$  по формуле

$$k_{\Pi} = \frac{\delta_{\text{м}} - \delta_{\Pi}}{\delta_{\text{м}} - \delta_{\text{ж}}}, \quad (8)$$

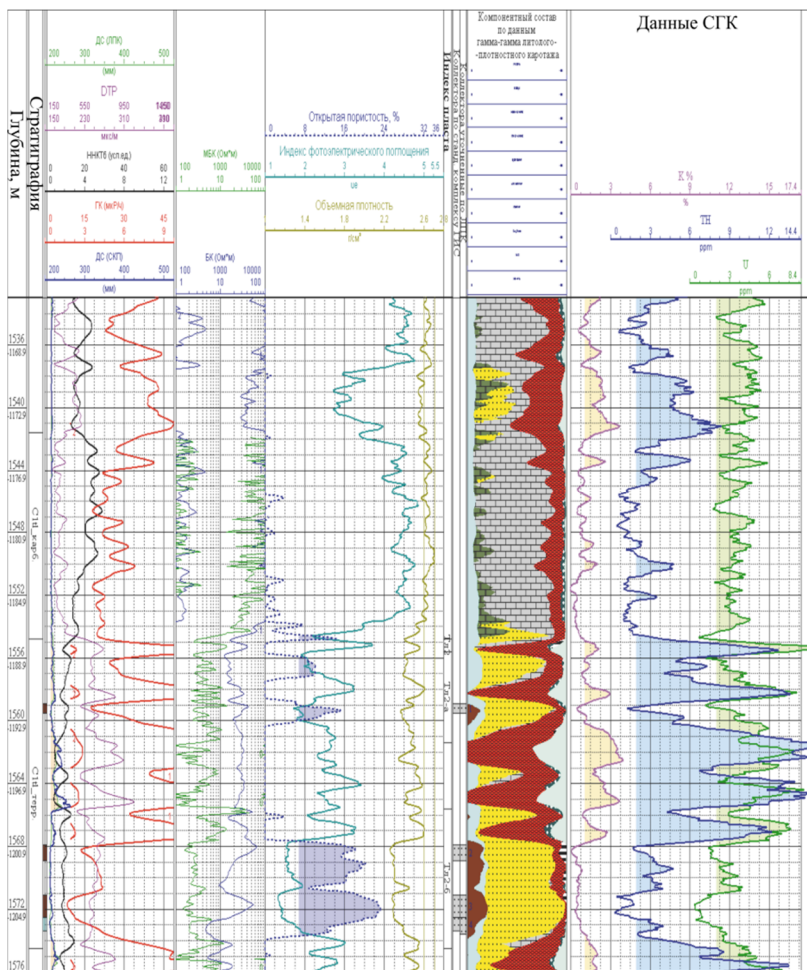
где  $\delta_{\text{м}}$  – минеральная плотность;  $\delta_{\text{ж}}$  – плотность жидкости.

Определение коэффициента пористости по данным ГГК практически не зависит от глинистости пород, так как ее плотность не сильно отличается от таковой основных породообразующих минералов, но зависит от минеральной плотности породы (табл. 1).

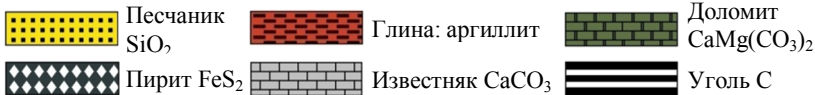
Таблица 1

Минеральная плотность основных типов осадочных пород,  $\delta$ , г/см<sup>3</sup>  
(по Дортман, 1992)

Порода	Среднее значение	Пределы изменения	Порода	Среднее значение	Пределы изменения
Песчаник	2,67	2,58–2,86	Ангидрит	2,96	2,92–3,00
Алеврит	2,69	2,62–2,86	Гипс	2,37	2,31–2,28
Глина	2,68	2,58–2,88	Соль каменная	2,16	2,12–2,22
Аргиллит	2,68	2,60–2,78	Опока	3,00	2,10–2,50
Мергель	2,70	2,58–2,80	Доломит	2,80	2,76–2,88
Известняк	2,72	2,62–2,87	Кремень	2,59	2,46–2,75
Мел	2,69	2,56–2,80			



Условные обозначения литологии:



Условные обозначения насыщения:



Рис. 7. Определение литологического состава пород по ГГК–ЛПК–СГК

ГГК находит широкое применение при расчленении разрезов скважин, уточнении литологии, выделении коллекторов и определении их пористости в открытом стволе скважин.

В спектральной модификации литоплотного каротажа (ЛПК) при записи в скважине выбираются два окна, соответствующие областям энергий фотоэффекта и Комптон-эффекта. По зарегистрированным спектрам определяют (по соотношению количества импульсов в окнах ( $N_p/N_c$ )) индекс фотоэлектрического поглощения ( $\mu_{pe}$ ), прямо пропорционального сечению фотоэффекта на электрон и среднему атомному номеру исследуемой среды ( $Z$ )  $\mu_{pe}$ , и параметры объемной плотности породы (ГГКп).

Метод СГК в комплексе с ЛПК позволяет более точно оценить глинистость пласта, тип и содержание глинистых минералов и наиболее достоверно расчленить разрез на литологические разности (рис. 7).

**Нейтронный каротаж (НК)** основан на облучении пород нейтронами от стационарного ампульного источника (или генератора нейтронов) и измерении плотностей потоков надтепловых и тепловых нейтронов и (или) гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. Измеряемая величина – скорость счета в импульсах в минуту (имп./мин); расчетная величина – водородосодержание пород в стандартных условиях в процентах.

Процесс рассеяния заключается в том, что нейтрон при столкновении с ядром передает ему часть своей энергии и отклоняется от первоначального направления движения. Никакого излучения при этом не возникает (рис. 8).

В результате последовательных соударений нейтрон теряет свою энергию и переходит из высших уровней энергии (более 0,1 МэВ) к низшим (менее 0,025 эВ). Потеря энергии нейтроном при упругом соударении его с ядром зависит от соотношения их масс. Чем тяжелее ядро мишени, тем меньше потеря энергии нейтрона; чем ближе между собой массы нейтрона и ядра, тем потеря энергии больше. При столкновении с ядрами водорода нейтрон может полностью потерять свою энергию и превратиться в тепловой, что может привести к захвату нейтрона ядром. При захвате нейтрона его энергия добавляется к энергии

ядра, обуславливая выделение избыточной энергии в виде гамма-излучения радиационного захвата.

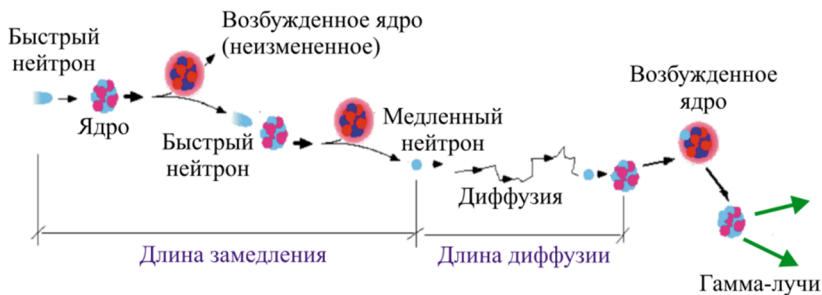


Рис. 8. Схема взаимодействия нейтронов с горными породами по методу НК

Ядра атомов различных элементов характеризуются различными энергиями радиационного захвата и различным сечением захвата (поглощением), что позволяет использовать для их распознавания.

При исследовании зондами, длина которых более 40 см, плотность нейтронов в среде с большим водородосодержанием в зоне размещения индикаторов мала, поскольку в такой среде нейтроны замедляются и поглощаются в основном вблизи источника. В результате породы с высоким водородосодержанием отмечаются на диаграммах НК низкими показаниями.

Переход от скорости счета к геофизическим характеристикам пород (плотность пород, пористость, насыщенность, вещественный состав) осуществляют с использованием зависимостей между показаниями скважинных приборов и указанными характеристиками, или параметрами, установленными на моделях пород, пересеченных скважиной. Методика определения пористости по НК основана на том, что пористость связана с логарифмом отклонения кривой НК  $\Delta J_{\text{пг}} = f(k_{\text{п}})$ , поэтому можно построить график зависимости пористости от показания нейтронного каротажа (рис. 9), (шифр кривых – диаметр скважины, мм).

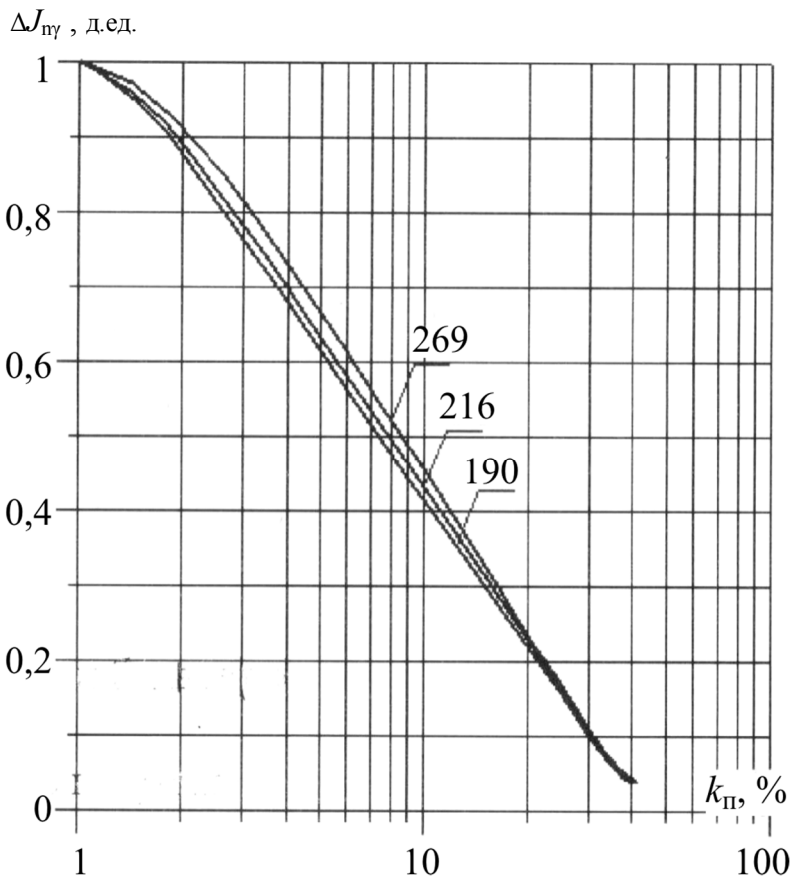


Рис. 9. Зависимость  $\Delta J_{пг}$  от пористости известняков

Для определения пористости применяют способ двух опорных пластов, используя палетки в разностных относительных единицах:

$$\frac{J_{пг}^{пл} - J_{пг}^{мин}}{J_{пг}^{макс} - J_{пг}^{мин}} = k_{п}, \quad (9)$$

где  $J_{пг}^{пл}$  – показания НГК против искомого пласта;  $J_{пг}^{макс}$ ,  $J_{пг}^{мин}$  – измерения против опорных пластов с  $k_{п} = 1\%$  (плотный пласт),  $k_{п} = 40\%$  (размытые глины).

Нейтронный каротаж применяют в необсаженных и обсаженных скважинах с целью литологического расчленения разрезов, определения емкостных параметров пород (объемов минеральных компонент скелета и порового пространства), выделения газожидкостного и водонефтяного контактов, определения коэффициентов газонасыщенности в прискважинной части коллектора.

В обсаженных скважинах для определения характера насыщения пластов наиболее широко применяется *импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК)*, при котором регистрируются плотность тепловых нейтронов и время их жизни. Пространственно-временное распределение плотности тепловых нейтронов от импульсного источника быстрых нейтронов определяется нейтронными параметрами исследуемой среды. Основной измеряемой величиной в ИННК является среднее время жизни тепловых нейтронов ( $\tau_n$ ). В силу большой энергии нейтронов, испускаемых скважинным генератором нейтронов (до 14 МэВ), при соответствующем выборе времени задержки ( $\tau_s = 1000\text{--}12000$  мкс) радиус исследования ИННК (60–80 см) намного превышает глубинность нейтронных методов с ампульными нейтронными источниками. В этом заключается существенное преимущество импульсного нейтрон-нейтронного каротажа.

Размер зонда оказывает влияние на расчленяющую способность ИННК против маломощных пластов и точность определения среднего времени жизни тепловых нейтронов.

Измеряемыми величинами являются скорости счета во временных окнах  $S$ , основными расчетными величинами – среднее время жизни тепловых нейтронов  $\tau_n$  (или макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов  $S$ ) и водонасыщенная пористость пород.

Количественная оценка насыщенности коллекторов по данным ИННК базируется на зависимости среднего времени жизни тепловых нейтронов в породах от характера и содержания насыщающих флюидов. Уменьшение плотности тепловых нейтронов во времени в однородной среде происходит по экспоненциальному закону с интенсивностью, определяемой нейтронопоглощающими свойствами среды.

Определяющим фактором при замедлении (рассеянии) нейтронов является содержание в окружающей среде водорода,

а при захвате тепловых нейтронов – содержание хлора. По водородосодержанию нефтяные и водоносные пласты практически не различаются, но в пластах с минерализованной водой ( $> 100$  г/л) содержание хлора в водоносной части пласта больше, чем в нефтеносной, поэтому плотности потока тепловых нейтронов против них могут различаться в несколько раз. Для определения нефтегазонасыщенности кроме использования времени жизни тепловых нейтронов применяются дополнительные методики (так называемые «компенсационные»). В этом случае для специально выбранных временных окон и задержек вычисляются функционалы скоростей счета на двух зондах, позволяющие ослабить или усилить эффект влияния водородосодержания пласта. Производя нормировку кривых большого и малого зондов по плотным и водонасыщенным (или глинистым) пластам, получаем приращения значений малого зонда над большим, по характеру которых можно судить о нефтенасыщенности пластов-коллекторов (рис. 10).

Задача определения текущей насыщенности пластов-коллекторов достоверно может решаться в тех случаях, когда исключается взаимодействие флюидов, находящихся в стволе скважины и в поровом пространстве коллектора, т.е. в колонне. В пластах, вскрытых перфорацией, определение насыщения пластов возможно лишь в режиме работы пластов (компрессирование, свабирование, работа под насос).

Для повышения надежности и достоверности геологической информации в обязательном порядке должна привлекаться и анализироваться информация по результатам интерпретации ГИС в открытом стволе, ГИС контроля, ГИС по оценке качества цементирования, а также геолого-геофизическая и геолого-промысловая информация по соседним скважинам и месторождению.

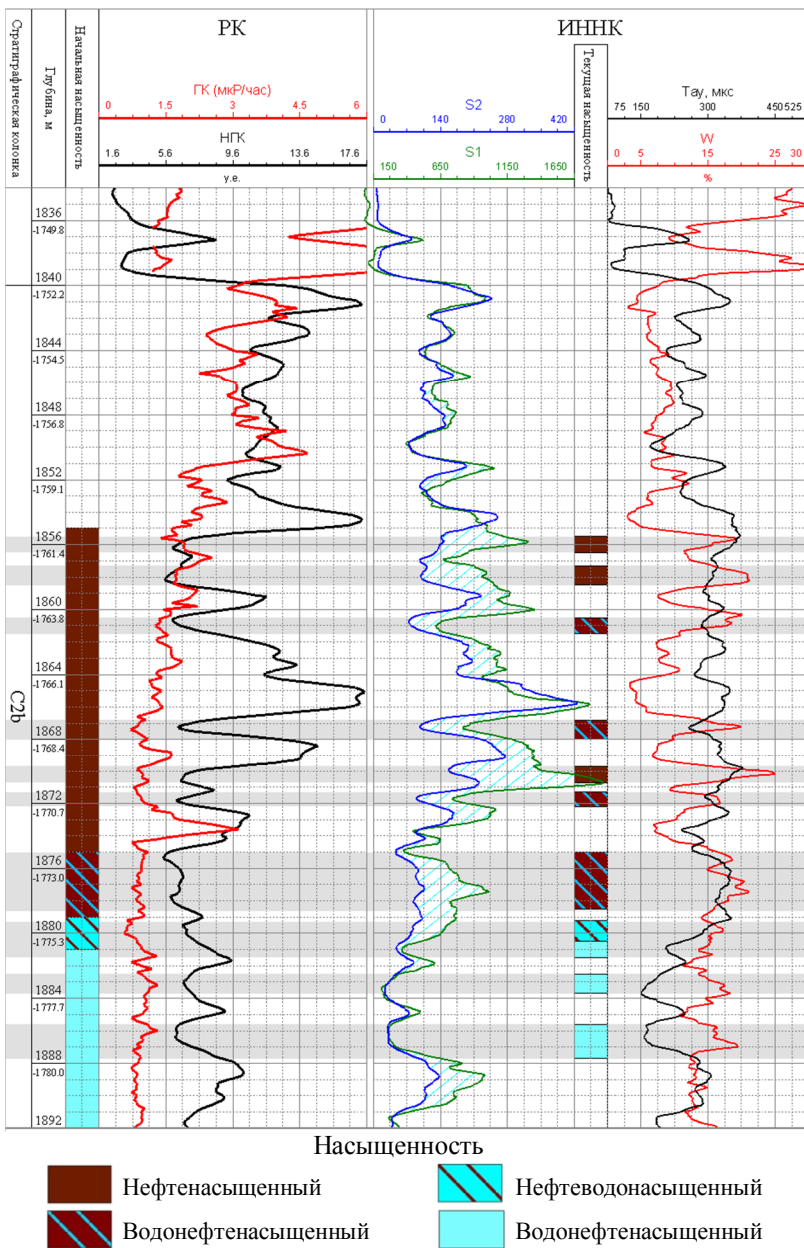


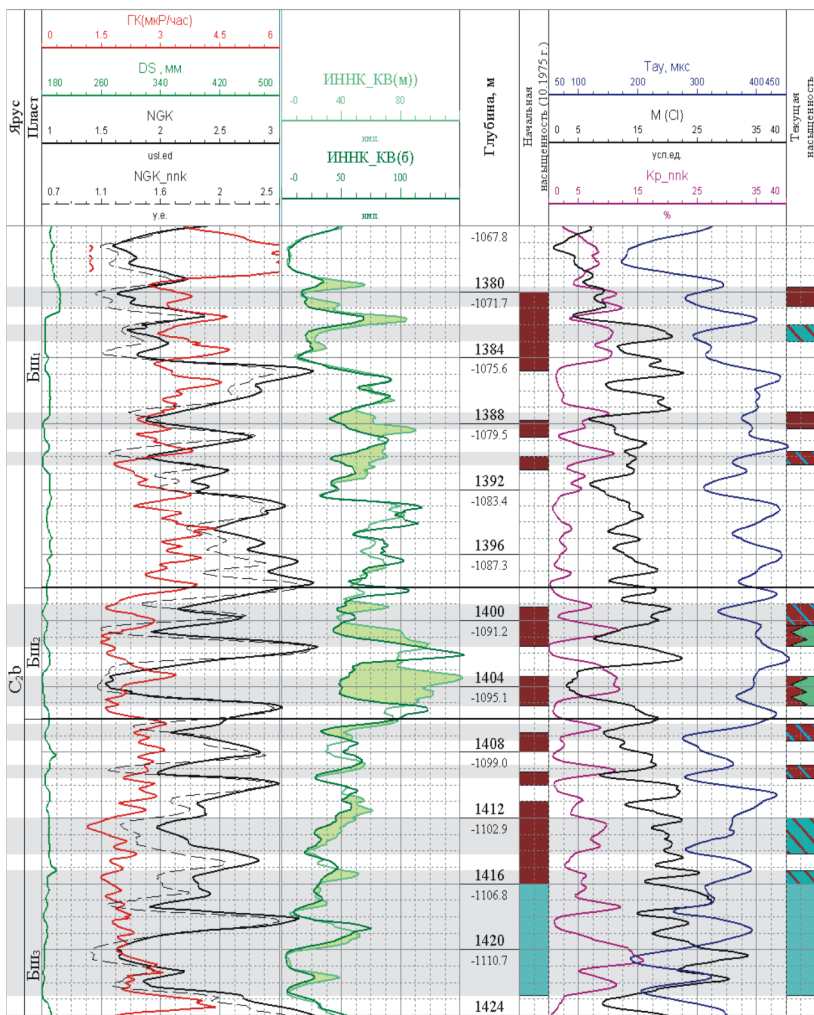
Рис. 10. Определение насыщенности пластов методом ИННК

Поскольку по ИННК пресная вода и нефть имеют высокие значения времени жизни тепловых нейтронов, поэтому разделить их по насыщению затруднительно. Поэтому естественным продолжением развития нейтронных методов является применение спектрометрической модификации метода. Спектрометрические радиоактивные методы – одно из наиболее информативных направлений развития ядерно-геофизических методов, основанное на измерении скважинным прибором энергетических спектров гамма-излучения.

Выделение пластов, промытых пресной водой, по спектральному нейтронному гамма-каротажу по хлору (СНГК–Cl) проведено в башкирских карбонатных отложениях (рис. 11). Пласты-коллекторы в интервалах 1400,3–1401,6, 1403,4–1405,2 м частично промыты пресными водами, на что указывают аномально низкие значения массы хлора, высокие значения времени жизни тепловых нейтронов и большие приращения значений малого зонда над большим.

Первоначальный ВНК (1975 г.) в отложениях башкирского яруса определен на отметке 1412,0 (–1102,9) м. В настоящее время интервал 1412,0–1416,0 м характеризуется высокими значениями массы хлора (MCl) и низкими значениями времени жизни тепловых нейтронов, что свидетельствует о высокой минерализации пластовых вод в данном интервале и значительном подъеме ВНК в процессе эксплуатации месторождения.

Применение спектральной модификации нейтронного каротажа, именуемого СО-каротаж, в карбонатных разрезах затруднительно вследствие большого содержания углерода в карбонатных породах.



Насыщенность

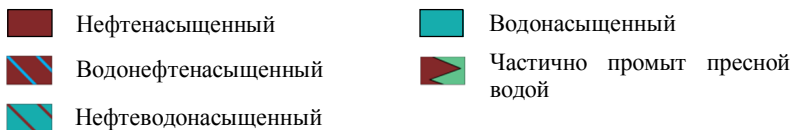


Рис. 11. Выделение пластов, промытых пресной водой по ИННК-СНГК-СІ

### 1.3. Акустические методы

Сущность акустического каротажа сводится к возбуждению в скважине упругих колебаний, которые распространяются в среде, окружающей излучатель, и регистрации их одним или несколькими приемниками (рис. 12). По типу регистрируемых параметров и основным целям и назначению выделяются следующие основные модификации акустического каротажа:

- АК по скорости – для изучения скоростных характеристик пород, вскрытых скважиной;
- АК по затуханию упругих волн – для определения поглощающих свойств горных пород, зон трещиноватости и т.п.;
- АК цементного кольца – для контроля технического состояния скважин.

Глубина исследования и объем породы, изучаемый при АК, зависят от длины волны упругих колебаний (частоты колебаний излучателя) и изменяются от сантиметров до нескольких метров. Наиболее широко применяются трехэлементные зонды (10–20 кГц), включающие излучатель и два приемника. В стандартной аппаратуре МАК-2 длина зонда составляет 1,25 м. Между излучателем (И) и ближайшим приемником (П) устанавливается акустический изолятор, состоящий из звукопоглощающего материала, что позволяет исключить возможность поступления упругой волны по скважинному прибору.

В практике геофизических исследований скважин АК выделяется несколько типов волн (продольная  $P$ -волна и поперечная  $S$ -волна и волны Стоунли), для которых установлены определенные взаимосвязи между измеряемыми параметрами волн (интервальное время ( $\Delta T$ ), амплитуда ( $A$ ), затухание ( $\text{Alpha}$ ), энергия ( $\text{Eng}$ )) и искомыми характеристиками пород или обсадной колонны (рис. 13).

Поперечные  $S$ -волн применяют для изучения разрезов скважин (пористости, литологии и физико-механических свойств), а параметры волны Стоунли ( $\Delta T$  и  $\text{Alpha}$ ) – для выделения проницаемых разностей пород.



Рис. 12. Типы аппаратуры АК



Рис. 13. Типы упругих волн АК

Оценку качества цементирования обсадных колонн выполняют с использованием параметров  $\Delta T$ ,  $A$ ,  $\alpha$  и ФКД, где выделение интервалов с наличием явления затухания колебаний отмечается изменением яркости линий на диаграммах волновой картины (рис. 14).

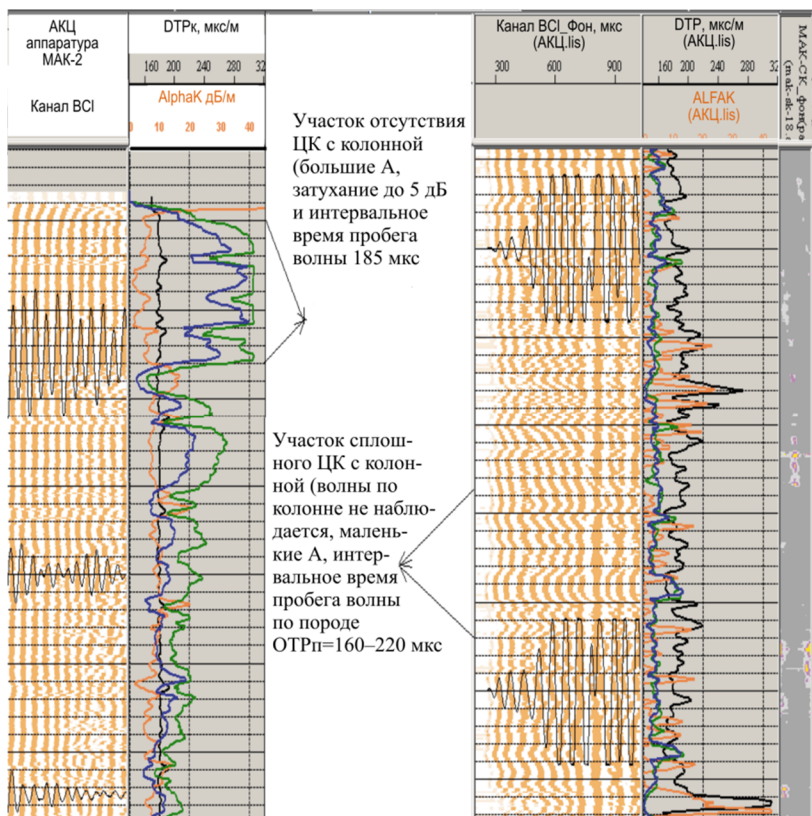


Рис. 14. Пример записи АК в зацементированной и в свободной колоннах

На измерениях времен ( $T$ ) и амплитуд ( $A$ ) отраженной продольной волны основано сканирование стенок скважины в открытых и обсаженных скважинах (рис. 15).

Отдельную группу составляют приборы, предназначенные для решения практически всех задач, доступных АК, в любых геолого-технических условиях. Они оснащены многоэлементными измерительными зондами с монопольными и дипольными преобразователями, охватывают широкий для АК диапазон частот (1–30 кГц) и обеспечивают измерение параметров информативных  $P$ -,  $S$ - и  $St$ -волн без влияния интерференции этих волн между собой и с другими волнами-помехами.

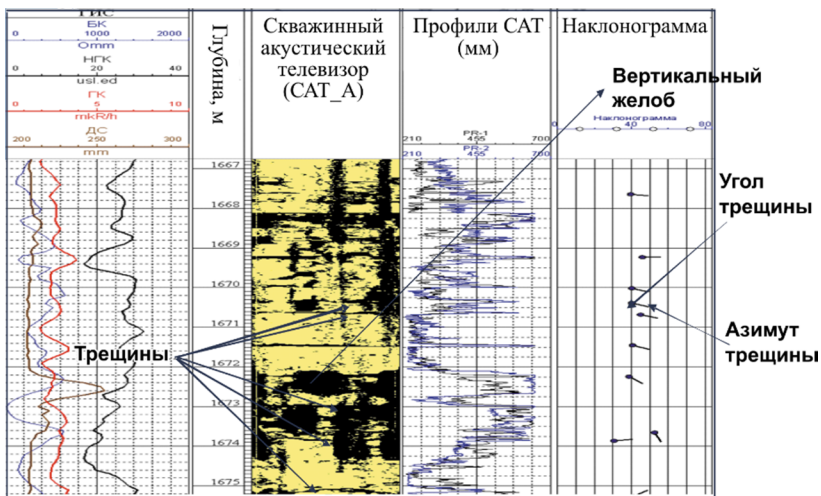


Рис. 15. Выделение направления трещин методом САС

Примером может служить аппаратура АВАК-11, включающая в себя пять измерительных зондов разной частоты.

## Определение пористости пород с использованием измеренных значений $\Delta T_{\Pi}$

Определение коэффициентов  $k_{\Pi}$  межзерновой (гранулярной) пористости – практически первая задача скважинной геофизики, которую решают с использованием материалов АК. Наиболее простым по форме является уравнение среднего времени:

$$\text{---}, \quad (10)$$

где  $\Delta T_{\Pi}$  – интервальное время, измеренное в скважине;  $\Delta T_{\text{СК}}$  – интервальное время в непористом минеральном скелете;  $\Delta T_{\text{ж}}$  – интервальное время в жидкости, заполняющей поры, которое изменяется от 570 мкс/м в предельно минерализованной воде до 640 мкс/м в пресной воде (табл. 2).

Таблица 2

## Акустические характеристики горных пород

Порода	Плотность минерала, г/см <sup>3</sup>	$V_p$ , м/с	$\Delta T_{\text{ск}} P$ , мкс/м	$V_s$ , м/с	$\Delta T_{\text{ск}} S$ , мкс/м	$V_p / V_s$
Песчаник крепко сцементированный	2,65–2,71	3700–5500	170	2300–3400	260	1,5–1,6
Песчаник слабо сцементированный	2,65–2,71	2800–4500	182	1750–2800	290	1,6
Известняк	2,71	3800–6250	155	1950–3300	312	1,9
Доломит	2,87	4400–7400	142	2500–4100	256	1,8
Ангидрит	2,97–3,07	6000–5600	167	3370–3150	297	1,78
Гипс	2,32	5400–5600	178	2880–2990	334	1,87
Галит	2,16	4420–5130	214	2500–2920	342	1,6–1,8
Сильвит (КСІ)	1,94	4300–5200	225	1630–2160	444	2,0–2,25
Вода пресная	1,0–1,05	1550	–	–	–	–
Вода минерализованная	1,05–1,24	1720	–	–	–	–
Нефть	0,8–0,9	1290	800	–	–	–

#### 1.4. Комплексная интерпретация геофизических исследований с целью изучения геологических разрезов скважин

##### Общие принципы выделения пластов и определения их литологии и характера насыщения

Совместная обработка данных ГИС и материалов, полученных при литологическом и палеонтологическом изучении образцов горных пород, является основой для характеристики каждого из пластов в разрезе изучаемой скважины, его физических свойств, мощности, границ с соседними слоями. Для этого производят увязку геофизических характеристик, полученных в результате интерпретации данных ГИС, с петрофизическими характеристиками, выявленными путем изучения образцов пород, полученных при бурении скважин с определенных глубин в виде керна или шлама. В дальнейшем, с учетом опыта, петрофизическую классификацию горных пород можно проводить по данным исключительно материалов ГИС. Выделение коллекторов в осадочных отложениях, определение эффективных тол-

щин осуществляю по качественным признакам и количественным критериям геофизических, петрофизических и гидродинамических параметров.

При выделении коллекторов учитываются следующие *качественные* признаки кривых ГИС:

- сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным вследствие образования глинистой корки;
- радиальный градиент удельного сопротивления, определенный по диаграммам электрических методов с различным радиусом исследования;
- низкие и средние показания относительно вмещающих пород на кривых радиоактивного каротажа (гамма-каротажа и нейтронного каротажа в карбонатных отложениях);
- наличие «положительного» приращения кажущихся удельных сопротивлений МПЗ (микропотенциал-зонд) над МГЗ (микроградиент-зонд) на кривых микрокаротажа (МКЗ);
- повышенные значения интервального времени и коэффициента затухания акустических волн относительно вмещающих пород по данным акустического каротажа;
- пониженные значения плотности по ГГК по сравнению с вмещающими низкопористыми (плотными) породами.

На рис. 16 приведен пример геофизической характеристики коллекторов по комплексу ГИС в открытом стволе скважин на месторождении Пермского Прикамья. Среди пород в разрезе можно выделить две группы: неколлекторы (глинистые и плотные разности пород) и коллекторы (неглинистые породы).

По данным ГИС безошибочно можно определить группу *глинистых пород* (собственно глины, аргиллиты, глинистые сланцы). Все эти породы характеризуются наиболее высокими показаниями ГК и ПС, увеличенным диаметром скважины по сравнению с номинальным (ДС), высокими значениями интервального времени  $\Delta T$  (АК), низким кажущимся удельным электрическим сопротивлением (БК, ИК), показаниями НК и микрозондов.

*Плотные* разности пород отмечаются минимальными значениями ГК, АК и высокими показаниями на диаграммах НК.



Рис. 16. Схематическое изображение кривых ГИС в толще осадочных пород разного состава

В чистых коллекторах наблюдается следующее: наибольшие отклонения кривой ПС от линии глин, минимальная активность по кривой ГК и НК, образование глинистой корки и сужение диаметра скважины на кавернограмме. Для водонасыщенных пород характерны по БК – низкие значения сопротивления – менее 10 Ом·м, повышенные и высокие значения сопротивления – более 10 Ом·м для нефтенасыщенных пластов. В коллекторах отличается приращение МПЗ над МГЗ, если не коллекторы – то зонды сходятся.

Кроме качественных признаков учитываются и количественные критерии – предельные значения фильтрационно-емкостных параметров по данным лабораторных исследований керна, в основе которых лежат различные зависимости между петрофизическими свойствами пород и данными ГИС.

При комплексной интерпретации данных ГГК, НК, АК необходимо учитывать, что показания каждого метода определяют различные факторы.

Показания ГГК определяются электронной плотностью среды, пропорциональной для большинства горных пород их объемной плотности. Значения НК зависят от водородосодержания среды и пропорциональны общей пористости породы. Параметры АК определяются упругими свойствами среды, зависящими в основном от типа породы, структуры порового пространства, глубины залегания.

Карбонатная толща осадков пермской, каменноугольной и девонской систем (Р, С, Д) по минеральному составу представлена, в основном, известняками и доломитами с содержанием гипса, ангидрита и глинистого материала. В случае оценки  $k_n$  без учета наличия примесей в породе возникают существенные погрешности. Так, глинистость пород приводит к завышению определяемых значений пористости по всем методам. Особенно сильно она влияет на результаты НК и АК и в значительно меньшей степени на ГГК.

Сульфатизация пород проявляется в виде включений гипса и ангидрита.

Загипсованность разреза менее всего сказывается на результатах ГГК, АК. Большое влияние гипса на НК связано с наличием химически связанной воды. По содержанию воды они эквивалентны известнякам с  $k_n = 50 \%$ .

Ангидритизация пород на показаниях всех методов сказывается незначительно. В пластах с одинаковой пористостью, но различной литологией (известняк, доломит, песчаник) за счет различной минералогической плотности, скорости и нейтронных свойств показания ГГК, АК и НК отличаются.

Абсолютная погрешность в определении  $k_n$  по указанным методам между известняками и доломитами составляет для НК – 0–6 %, для ГГК – до 10 %, а для АК – до 3 %.

Таким образом, применение отдельных методов в разрезах с неизвестной или изменчивой литологией малоэффективно и может привести к существенным ошибкам при оценке пористости пород. Поэтому для уменьшения или учета влияния рассмотренных факторов целесообразно проводить комплексиро-

вание методов. Для определения пористости и литологии пластов по данным НК, АК, ГГК используются палетки, построенные по петрофизическим зависимостям.

Распознавание литологического типа и определение вероятной величины  $k_n$  проводятся путем сравнения параметров, полученных по всем комплексам с учетом вероятного влияния всех факторов на показания данного комплекса.

Оценка характера насыщения выделенных коллекторов проводится по коэффициенту нефтенасыщенности  $k_n$ . На качественном уровне для оценки насыщенности можно использовать метод нормализации НК–БК (рис. 17). Источником информации о содержании нефти и газа в породах является электрическое сопротивление пород. Эффект нефти на кривых сопротивлений по данной методике выявляется путем учета влияния количества воды (пористости) по данным метода сопротивлений и одного из методов пористости (НК, АК, ГГК).

Для учета количества воды кривые сопротивления и общей пористости приводятся в эквивалентный по пористости масштаб. Трансформированные кривые совмещаются в водонасыщенных интервалах и сравниваются. Тем самым компенсируются возможные изменения сопротивления за счет изменения соотношения объемов скелета и жидкости в породе, если эта жидкость представлена водой, причем одинакового сопротивления. Если вместо такой воды в порах окажется нефть или газ, на сопротивлении появляется дополнительное приращение, не компенсируемое тем содержанием непроводящего скелета, которое отображается на приведенной кривой пористости. Расхождение трансформированных кривых в сторону увеличения БК над НК говорит об углеводородном насыщении (рис. 17, 18) при отсутствии обводнения пресной водой и записи БК на соленом растворе. При исследовании БК на пресном растворе приращениями БК над НК могут выделяться также водонасыщенные коллекторы с глубокой зоной проникновения пресной воды.

В условиях резкой дифференциации разрезов Пермского Прикамья по сопротивлению и малой мощности однородных пластов-коллекторов необходимо проведение экранированных методов ЭК с высокой вертикальной разрешающей способностью.



При этом для определения  $\rho_n$  должен использоваться метод БК, обладающий большой вертикальной разрешающей способностью и для которого высокая минерализация промывной жидкости (ПЖ) является оптимальным условием проведения исследований. Время с момента вскрытия разреза до проведения методов электрометрии не должно превышать пяти суток.

## **Литологическое расчленение разрезов**

Согласно петрофизической классификации пород, к чистым породам относятся таковые, у которых примесь другого компонента составляет не более 5 %. Учитывая погрешности определения петрофизических характеристик по данным ГИС, эту границу принимают за 10 %. Для выделения переходных разностей используют границы 50 и 75 %. Для выделения доломитизированных карбонатов можно использовать методику нормализации НК–АК. Данные АК связаны с коэффициентом пористости соотношением, приведенным в формуле 10.

Если трансформированные кривые совмещать в известняках, то в доломитах и доломитизированных известняках будет наблюдаться приращение кривой НК над кривой АК, в ангидридах и песчанистых разностях – АК над НК (рис. 18).

## **1.5. Оценка технического состояния и качества цементирования скважин**

Контроль состояния цементного кольца в затрубном пространстве обеспечивает выявление дефектных интервалов, дает информацию для принятия обоснованных решений по устранению заколонных перетоков, стимулирует повышение качества работ и совершенствование технологии крепления скважин. Не менее важен контроль целостности цементного кольца за колоннами в ходе эксплуатации скважин, что способствует выявлению причин образования дефектов и выработке стратегии их ликвидации.

Типовой комплекс геофизических исследований по данному контролю включает методы акустической цементометрии (АКЦ), гамма-гамма-цементометрии и толщинометрии (ГГЦ), электромагнитную дефектоскопию и толщинометрию (ЭМДСТ),

термометрию (ВТ), локацию муфт (ЛМ) и гамма-каротаж (ГК) (рис. 19).

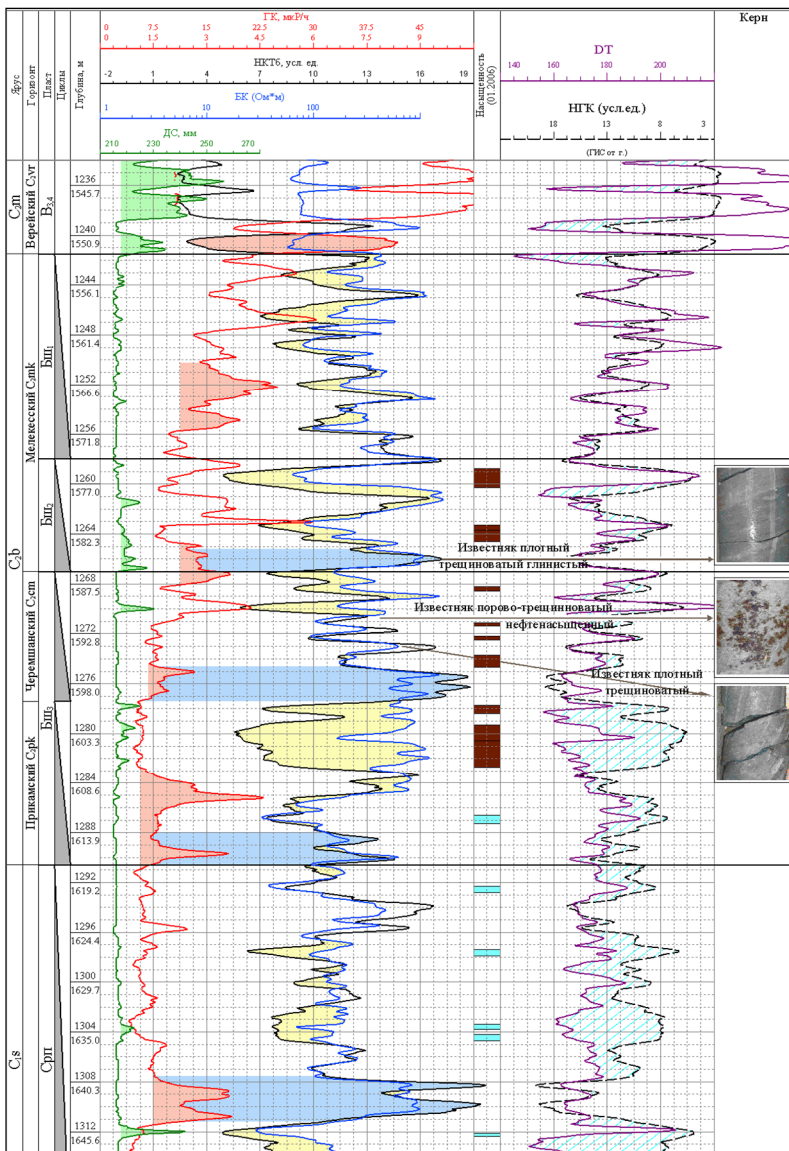


Рис. 18. Определение насыщенности и литологии пород по комплексу НК–БК–АК

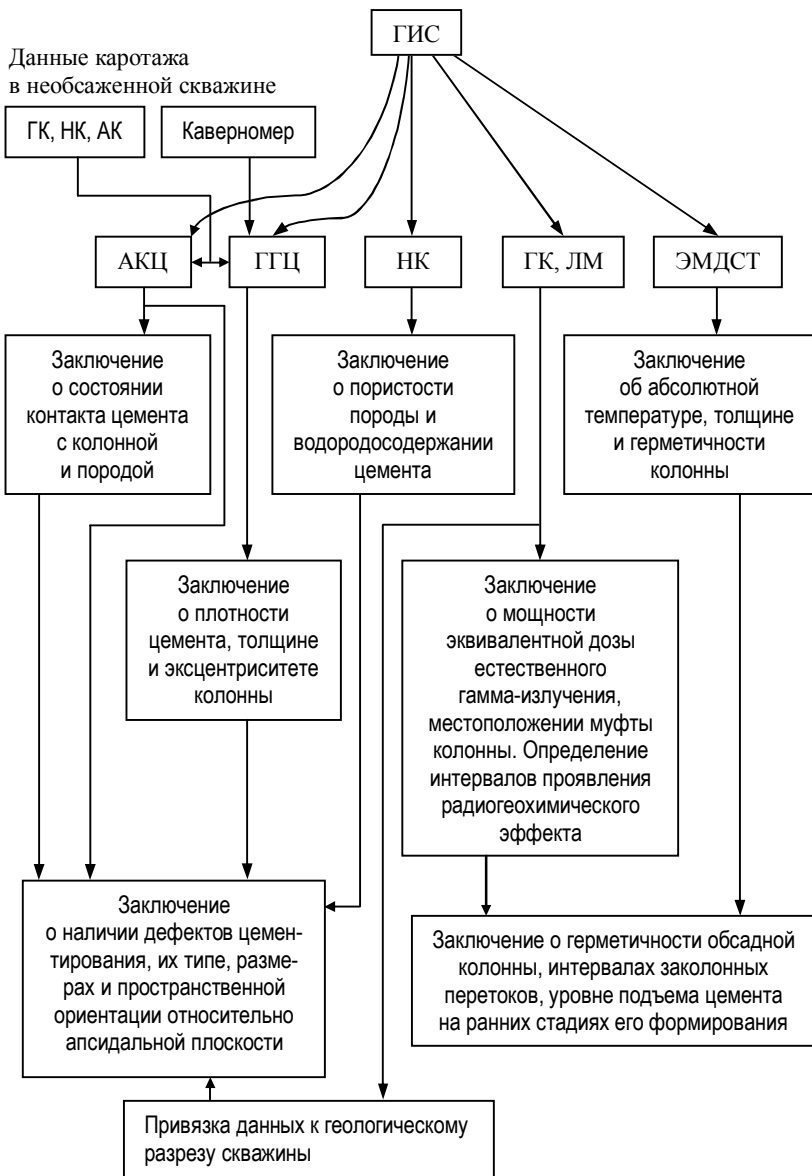


Рис. 19. Типовой комплекс ГИС по контролю технического состояния и качества цементирования скважин

Акустический метод контроля качества цементирования позволяет определить состояние контактов цемента с колонной и породой, оценить его прочностные характеристики и в итоге – степень надежности изоляции затрубного пространства. Стандартная акустическая цементометрия (АКЦ) основана на измерении характеристик волновых пакетов, создаваемых источником с частотой излучения 12–30 кГц (НЧ: 12–18 кГц, ВЧ: 20–27 кГц), распространяющихся в колонне, цементном камне и горных породах.

В качестве информативных характеристик используют:

- амплитуды ( $A_k$ ) или коэффициент эффективного затухания ( $\alpha_k$ ) волны по колонне в фиксированном временном окне, положение которого определяется значением интервального времени  $\Delta T_k$ , равного 176–185 мкс/м;
- интервальное время ( $\Delta T_n$ ) и амплитуды ( $A_n$ ) или затуханием ( $\alpha_n$ ) первых вступлений волн, распространяющихся в горных породах;
- фазокорреляционные диаграммы (ФКД);
- полную энергию волнового сигнала (ПВП).

Контроль качества и состояния цементного кольца подразумевает решение следующих задач:

1. Определение *уровня подъема и качества контакта цемента с колонной и породой* по интервалам исследования (рис. 20).

Основные критерии для определения *отсутствия контакта* (либо отсутствия цемента за колонной):

- амплитуда  $A_k$  – max;
- коэффициент эффективного затухания  $\alpha_k$  волны по колонне  $< 5$  дБ/м;
- значение интервального времени  $\Delta T_k$  распространения волны по колонне, равное 176–187 мкс/м (рис. 20).

2. Выделение интервала с бездефектным цементным кольцом, имеющим сплошной (жесткий) контакт с обсадной колонной и горными породами.

3. Выявление интервалов с дефектами в цементном кольце (каналы, разрывы, микрозазоры), простирающиеся в вертикальном сечении скважины.

Для стандартной АКЦ выявление интервалов с дефектами в цементном кольце (каналы, разрывы, микроазоры) – задача почти невыполнимая. Проблема определения типа дефектов решена путем применения метода акустической сканирующей цементометрии (АКЦ-С).

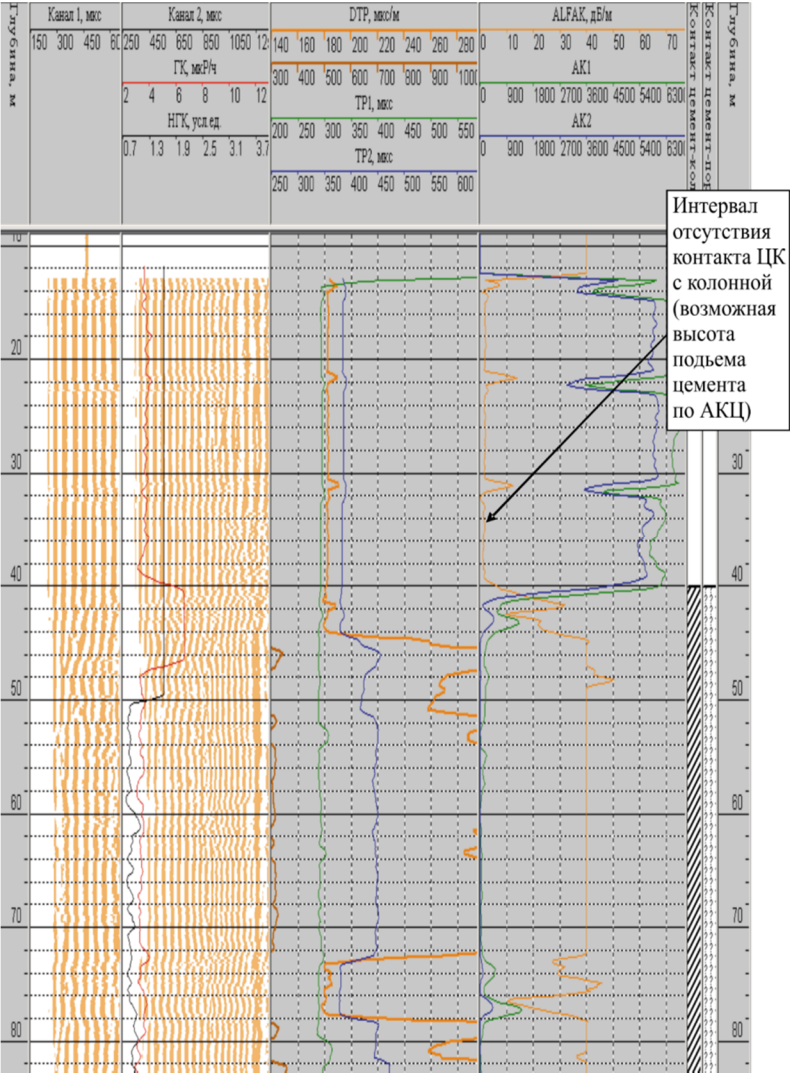


Рис. 20. Контроль качества цементирования методом АКЦ

Модуль сканирующей акустической цементометрии предназначен для контроля качества цементирования обсадных колонн акустическим методом на преломленных волнах по восьми радиальным секторам (через  $45^\circ$ ). Метод АКЦ-С позволяет выделять объемные (вертикальный канал, разрыв сплошности) и контактные (зазоры, микрозазоры) дефекты (рис. 21).

В основе методики интерпретации *полной энергии волнового сигнала* заложена модель распространения акустической энергии в скважине (рис. 22).

Методика предполагает сравнение энергий волнового сигнала в открытой и обсаженной скважинах. Критерии:

- энергии, записанные в открытом стволе и колонне, сходятся – это указывает на плотный контакт;
- энергии расходятся – это указывает на частичный контакт с колонной или его отсутствие.

Применять эту методику можно только в комплексе со стандартными методами по контролю качества цементирования колонн, так как на показания полной энергии волнового сигнала могут влиять и другие факторы (трещиноватость пород, битуминозность и др.). Наиболее вероятная причина образования каналов – расцентровка колонны в скважине, препятствующая равномерному заполнению затрубного пространства цементным раствором.

Расцентровка приборов происходит всегда при неисправных (слабых, жестких, несимметричных) центраторах, при раскрытии центраторов менее диаметра колонны и в наклонных скважинах.

При подъеме прибора в наклонной скважине силу тяжести и силу натяжения каротажного кабеля вследствие конечной жесткости центраторов смещают и поворачивают скважинный прибор относительно оси колонны, поэтому приемники (излучатели) прибора отклоняются от оси обсадной колонны на разную величину.

Параллельное смещение и перекося прибора искажают не только амплитуды регистрируемого сигнала, но и его форму.

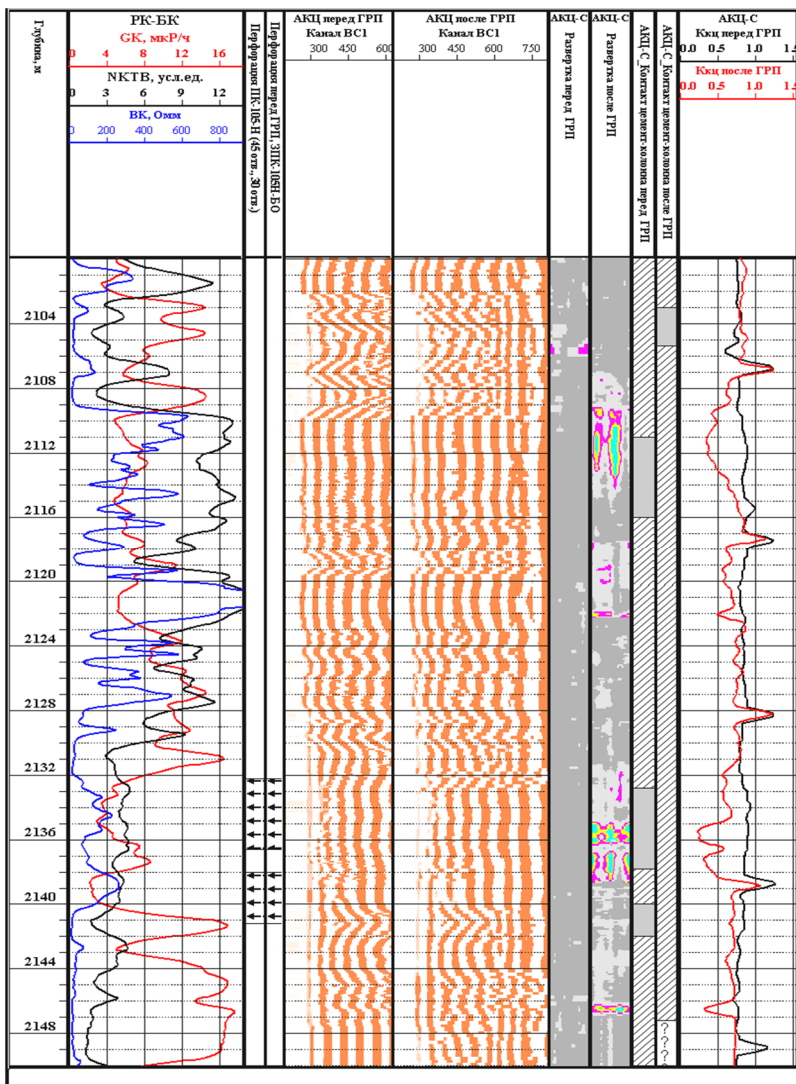


Рис. 21. Контроль качества цементирования методами АКЦ и АКЦ-С при проведении гидроразрыва пласта



## Гамма-гамма-цементометрия

Гамма-гамма-цементометрия и гамма-гамма-толщинометрия являются модификациями метода гамма-гамма-каротажа и служат для решения следующих задач, возникающих при контроле технического состояния скважины.

*Контроль качества цементирования обсадных колонн:*

- установление высоты подъема цемента за колонной;
- определение границ сплошного цементного камня;
- определение зоны смешивания цемента и промывочной жидкости;
- оценка эксцентриситета обсадной колонны относительно оси скважины;
- выделение в цементном камне каналов и каверн.

*Контроль технического состояния колонн:*

- измерение толщины стенки эксплуатационной колонны;
- определение местоположения муфт, центрирующих фонарей и пакеров;
- определение дефектов в обсадных трубах.

В гамма-гамма-методе источник прибора излучает гамма-кванты, которые, попадая в вещество, рассеиваются на его атомах. В результате рассеивания часть гамма-квантов попадает в приемник прибора. Количество гамма-квантов, попавших в приемник, зависит от плотности вещества – чем больше плотность вещества, тем меньше гамма-квантов попадет в приемник.

Кроме того, меняя расстояние между приемником и источником, можно менять глубинность исследования. На этих двух принципах и основан метод СГДТ.

*Модуль сканирующего гамма-гамма-дефектомера-толщиномера СГДТ-100* предназначен для измерения плотности вещества за обсадной колонной по восьми радиальным направлениям, толщины стенки колонны по четырем радиальным направлениям с привязкой результатов измерения к апсидальной плоскости, а также для регистрации естественного гамма-излучения горных пород (рис. 23–24).

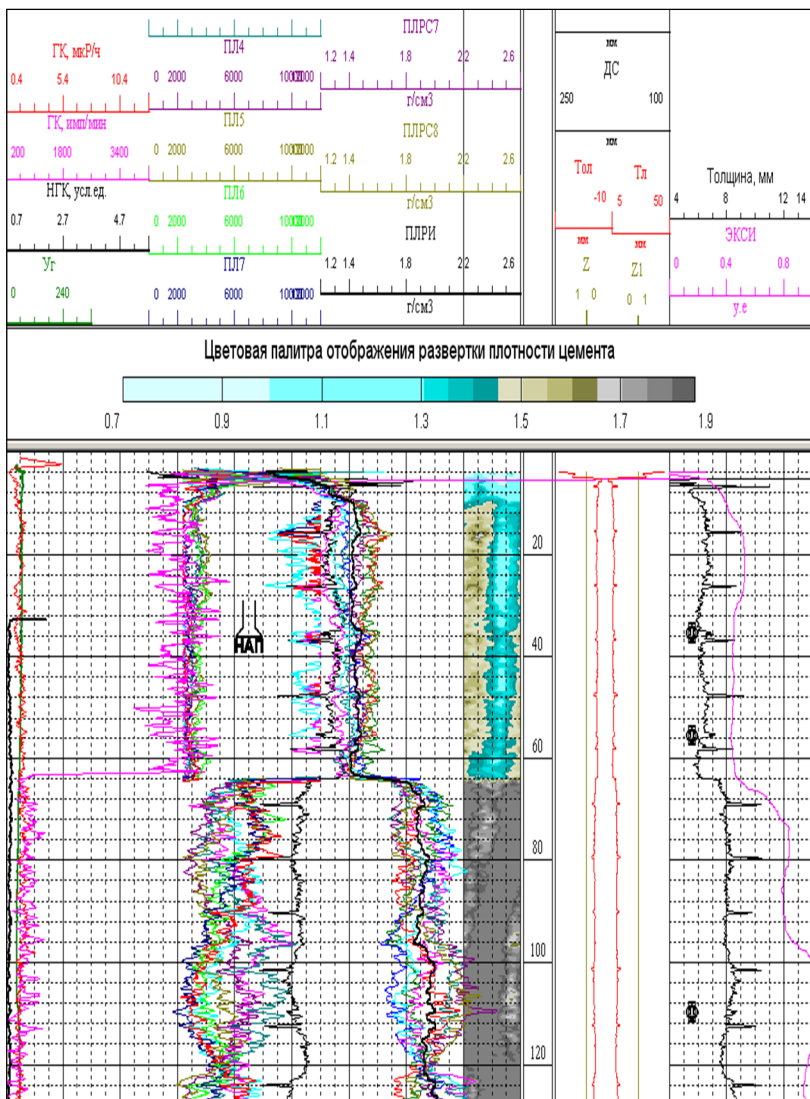


Рис. 23. Определение высоты подъема цемента по ГГЦ

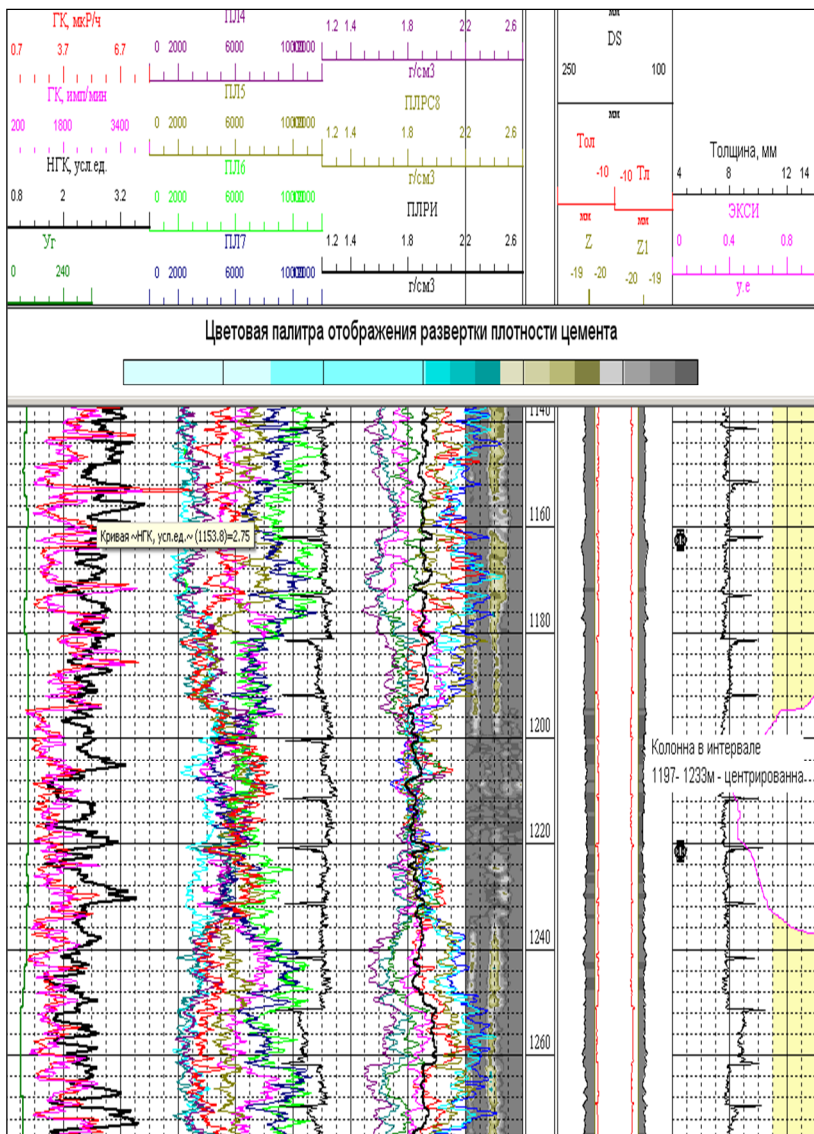


Рис. 24. Определение качества цементирования и эксцентриситета колонны

Область применения – обсаженные скважины диаметром от 190 до 300 мм, оборудованные колонной с внешним диаметром от 140 до 168 мм и заполненные промывочной жидкостью плотностью от 1000 до 1400 кг/м<sup>3</sup>. Модуль включает в себя канал ГК, двухзондовую установку ГГК и датчик угла пространственной ориентации (УПО).

*Канал ГК* не является измерительным и служит для привязки результатов измерений к разрезу скважины.

*Установка ГГК* служит для регистрации рассеянного гамма-излучения по периметру и стволу скважины четырьмя (одним) коллимированными сцинтилляционными детекторами малого зонда и восемью коллимированными детекторами большого зонда, расположенными в поперечном сечении модуля. Интенсивность рассеянного гамма-излучения, регистрируемая детекторами малого зонда, определяется в основном толщиной стенки труб обсадной колонны (поэтому зонд называется «толщиномер»), а интенсивность рассеянного гамма-излучения, регистрируемая детекторами большого зонда, определяется в основном плотностью вещества в заколонном пространстве (зонд-«дефектомер»).

Результаты представляются в виде аналоговых диаграмм плотности и толщины, соответствующих восьми детекторам канала большого зонда и четырем (одному) детекторам малого зонда с учетом их положения относительно апсидальной плоскости скважины. Также результаты представляются в виде разверток обсадной колонны и заколонного кольцевого пространства, на которых в виде цветовой индикации выделяют дефекты в цементном кольце и колонне.

По абсолютным минимальным и максимальным отклонениям кривых, их амплитудам и характеру можно определять наличие цементного камня за колонной, его полноту и равномерность заполнения цементным раствором затрубного пространства и эксцентриситет колонны в скважине.

Эксцентриситет колонны – степень отклонения оси колонны от оси ствола скважины в зацементированном или свободном участке скважины.

При *центрированном* положении колонны в скважине, если вещество в затрубном пространстве однородно по плотности,

отклонение кривой от средней линии невелико и определяется статистическими флуктуациями и погрешностью измерений. При *эксцентричном* положении колонны, а также при частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем плотность среды по различным радиальным направлениям будет неодинакова. Это приводит к увеличению амплитуды круговой цементограммы.

В качестве значения эксцентриситета обсадной колонны в скважине принято выражение:

$$E = 1 - \frac{Q_{\min}}{Q_{\max}}, \quad (11)$$

где  $Q_{\min}$  – значение плотности наименьшего отклонения кривой от средней линии;  $Q_{\max}$  – значение плотности наибольшего отклонения кривой от средней линии.

При таком определении  $E$  его значение будет меняться от 0 (колонна центрирована) до 1 (колонна лежит на стенке скважины):

$E = 0-0,2$  – колонна центрирована;

$E = 0,3-0,6$  – промежуточное положение колонны;

$E = 0,7-1,0$  – колонна прилегает к стенке скважины.

## Электромагнитная дефектоскопия

Электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия (ЭМДСТ) основаны на изучении характеристик вихревого электромагнитного поля, возбуждаемого в обсадной колонне генераторной катушкой прибора, он же является индукционным магнитоприемником после выключения тока намагничивания.

Наведенная вторичным полем электромагнитная дефектоскопия (ЭДС) в магнитоприемнике затухает во времени по экспоненциальному закону с декрементом затухания, зависящим от проводимости, магнитной проницаемости и радиуса изучаемой зоны.

Задачами метода ЭМДСТ являются выявление местоположения башмака и муфт обсадной колонны (кондуктора, технической), размещенной за колонной, в которой ведут исследования, определение толщины стенок обсадных труб, выявление положения и размеров продольных и поперечных дефектов, смятий и разрывов отдельных труб, оценка положения муфтовых соединений и качества свинчивания труб в муфтах.

Временное разделение сигналов позволяет производить зондирование многоколонных конструкций. Это осуществляется выбором длительности электромагнитного импульса и паузы, во время которой регистрируют информацию.

Затухание токов обусловлено развитием сети трещин при перфорации, уменьшением массы металла. Увеличение массы металла (например, увеличение толщины стенок колонны за счет соединительной муфты) соответственно увеличивает время затухания переходных процессов.

В настоящее время создано несколько различных модификаций аппаратуры, позволяющих работать в эксплуатационных колоннах разного диаметра и одновременно обследовать две и, в ряде случаев, три колонны.

Прибор содержит чувствительный термометр для выявления притока и поглощения и канал ГК для более точной привязки к геологическому разрезу.

Интерпретация включает два этапа: качественное выделение дефектов, определение их характера и количественная оценка толщины стенок труб и степени коррозии (рис. 25), а также по ЭМДС фиксируются элементы конструкции скважин.

По кривым толщины с учетом допустимой погрешности метода (0,5 мм в одиночных трубах и 1,5 мм в многоколонных трубах) выделяются интервалы предполагаемых дефектов, проявляющихся в виде уменьшения толщины стенки. Определяется, к какой из двух труб относится выявленный дефект, оценивается степень проявления коррозии или износа. К слабопроявленным условно относятся дефекты с уменьшением толщины стенки на 1,2–1,5 мм, к дефектам средней интенсивности – 1,5–2,5 мм, к сильным – более 2,5 мм.

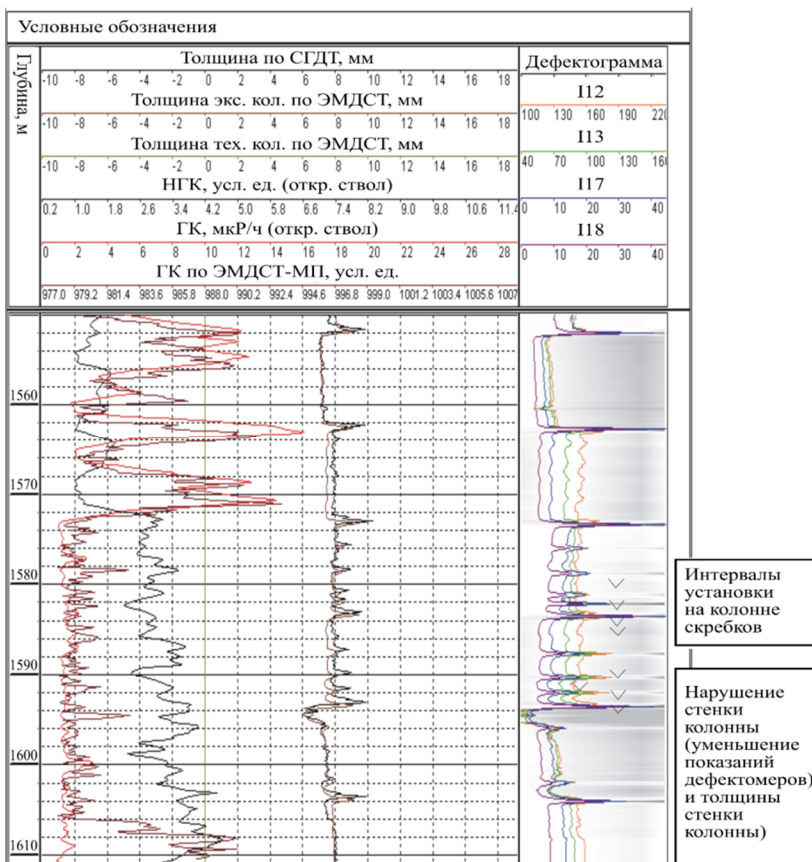


Рис. 25. Определение технического состояния колонны по ЭМДСТ

## 1.6. Методы геофизического контроля при разработке месторождений

Контроль разработки нефтяных и газовых месторождений включает комплекс геофизических исследований в скважинах, размещенных в пределах эксплуатируемой залежи.

Основные методы ГИС используются для решения следующих задач:

– изучения процесса выработки запасов залежей нефти;

- диагностики состояния нефтяных пластов и скважин;
- оценки эффективности применения различных методов повышения коэффициента нефтеизвлечения.

Геофизические исследования, результаты которых используются для контроля обводнения залежей нефти и газа, можно разделить на три группы.

*Первая группа* включает исследования в *необсаженных* скважинах, пробуренных после значительного периода разработки залежи. Основной метод исследования – *электрокаротаж*.

*Вторая группа* – геофизические исследования в интервале коллекторов в *обсаженных скважинах* в основном *нейтронными методами*.

*Третья группа* объединяет методы ГИС, позволяющие осуществлять контроль обводнения коллекторов по изменению состава жидкости и скорости потока по стволу работающей скважины в интервале пластов, вскрытых перфорацией.

*Метод электрометрических исследований* в необсаженных скважинах позволяет на любой стадии разработки нефтяной залежи определять положение ВНК и расчленять разрез пласта на нефтенасыщенные и водонасыщенные или заводненные интервалы по различию их электрических сопротивлений.

По сравнению с методами электрометрии радиоактивные методы обладают рядом преимуществ. Важнейшее из них заключается в том, что радиометрические исследования могут проводиться в обсаженных скважинах и поэтому позволяют осуществлять многократные исследования нефтяных пластов, что очень важно для контроля подъема ВНК и характера выработки запасов нефти во времени.

В промысловой практике нашли применение следующие модификации радиометрических исследований скважин:

- импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ);
- спектральный нейтронный – гамма-метод по хлору (СНГК-СІ).

Достаточно надежные результаты определений насыщения по ИННК получаются при вытеснении нефти водой высокой минерализации и исследовании пластов, не вскрытых перфорацией.

Наибольший объем исследований в производстве выполняется для решения задач, связанных с **диагностикой пластов и скважин**, которая включает в себя:

- определение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта;
- контроль технического состояния скважины;

*Основные методы, используемые при диагностике:*

- методы состава (влагометрия (ВЛ), резистивиметрия (РЕЗ));
- методы расхода (РГД, СТИ);
- термометрия (ВТ);
- барометрия (БМ);
- методы привязки (локатор муфт (ЛМ), гамма-каротаж (ГК)).

*Термометрия* используется для выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов, выделения заколонных перетоков, мест негерметичности и т.д.

*Расходометрия* (гидродинамическая) – для определения профиля приемистости и отбора жидкости, внутриколонных перетоков.

*Расходометрия* (термокондуктивная) – для выявления интервалов притока и мест негерметичности колонны.

*Барометрия* – для определения гидродинамических параметров пластов  $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$ , оценки плотности флюида в стволе скважины, определения глубины динамического уровня жидкости и забоя скважины.

*Методы состава* (резистивиметрия, влагометрия) используются для определения нефте-, газо-, водопритокров и динамических уровней (НВР) в скважине.

Объем исследований и круг решаемых задач диагностики *термометрией* наибольшие, что обусловлено высокой информативностью метода. Это позволяет считать термометрию одним из основных методов в комплексе ГИС.

Высокая информативность, в свою очередь, связана с высокой чувствительностью термометра к различного рода изменениям состояния скважины и пластов. В этом достоинство и недостаток метода.

Для измерения *температуры* применяют термометры сопротивления, спускаемые на геофизическом кабеле. Действие

основано на изменении сопротивления металлического проводника с изменением температуры.

*Метод влагометрии.* Использование диэлькометрической влагометрии для исследования состава скважинной смеси основано на зависимости показаний метода от ее диэлектрической проницаемости (табл. 3).

Ограничения метода связаны с влиянием на показания влагометрии структуры многофазного потока. При объемном содержании воды в продукции свыше 40–60 % метод практически не реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания. В наклонных скважинах при отсутствии центраторов и пакера датчик прибора реагирует на влагосодержание только у нижней стенки колонны.

*Метод барометрии* основан на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени.

Метод барометрии применяют для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты ( $P_{\text{заб}}$ ,  $P_{\text{пл}}$ ;  $P_h = \delta gh$ );

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры среды, структуры газожидкостного потока.

Таблица 3

Зависимость показаний влагомера и резистивиметра от состава среды

Среда	Физические свойства среды		
	плотность, г/см <sup>3</sup>	электропроводность / удельное электрическое сопротивление (См/м) / (Ом·м)	диэлектрическая проницаемость
Вода пресная	1,00	0,5–2/2–0,5	50–82
Вода минеральная	1,05–1,18	5–20/0,2–0,05	50–82
Нефть	0,6–0,95	$10^{-2}$ – $10^{-4}$ / $10^2$ – $10^4$	2–3
Газ	0,05–0,6	0/более $10^5$	1,0

*Резистивиметрия* основана на использовании электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины: удельного электрического сопротивления или проводимости.

*Методы расходомерии* предусматривают запись непрерывной кривой и измерения на точках. Непрерывная диаграмма записывается в интервалах перфорации и прилегающих к ним 10–20-метровых участках ствола. Точечные измерения проводятся в перемильках между исследуемыми пластами, а также выше и ниже интервалов перфорации, на участках, характеризующихся постоянством показаний прибора на непрерывной кривой.

Из механических дебитометров-расходомеров на практике применяются в основном приборы с датчиками турбинного типа – свободно вращающейся вертушки.

Сущность метода *термокондуктивной дебитометрии* заключается в измерении температуры перегретого относительно окружающей среды датчика. При изменении относительной скорости датчика и потока жидкости увеличивается теплоотдача от датчика в окружающую среду и соответственно уменьшается температура регистрации. По мере охлаждения чувствительность к притокам ослабевает, поэтому оптимальный интервал записи не должен превышать 100 м.

Метод электромагнитной локации муфт (ЛМ) применяют:

- для установления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб;
- определения положений муфтовых соединений обсадной колонны;
- точной привязки показаний других приборов к положению муфт;
- взаимной привязки показаний нескольких приборов;
- уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб;
- определения текущего забоя скважины;
- в благоприятных условиях – для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

Метод ЛМ основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла бурильных труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности.

*Метод гамма-каротаж* основан на измерении естественной радиоактивности горных пород и используется для привязки материала к литологическому разрезу скважины, а также для определения принимающих и обводненных интервалов по радиогеохимическому эффекту (РГХА) и при использовании метода закачки изотопов.

Методика проведения и интерпретации скважинной термометрии зависит от типа исследуемых полей.

*Стационарные* температурные поля реализуются в простаивающих длительное время скважинах.

*Нестационарные* температурные поля наблюдаются в процессе восстановления теплового поля, нарушенного бурением, цементированием, промывкой, перфорацией и другими технологическими процессами.

*Стационарное тепловое поле обусловлено тепловым потоком из недр Земли*, при этом тепловой поток испытывает региональные вариации в зависимости от литологического состава пород и активности тектонических процессов в регионе.

Наличие пластов с выделением или поглощением тепла приводит к изменениям теплового потока.

Интенсивность нарастания температуры с глубиной определяется *геотермическим градиентом*, который представляет собой изменение температуры на 100 м глубины, или *геотермической ступенью* – разностью глубин, соответствующей изменению температуры на 1 °С.

Местные тепловые поля могут возникать в скважинах по многим причинам. Тепловые поля в нефтегазоносных пластах образуются при вскрытии и разработке пластов. Термограмма для каждой скважины уникальна, но всегда можно выделить отдельные зоны, где распределение температуры закономерно (четыре зоны) (рис. 26):

*1-я зона – зумпф* – в остановленной скважине есть участок ненарушенной геотермы;

*2-я зона – переходная*. Распределение температуры в этой зоне обусловлено теплоотдачей от работающего пласта в подстилающие породы. Важно, на какое расстояние от интервала перфорации распространяется эта зона. Для малых времен эксплуатации она зависит от времени и температуропроводности

пород и не распространяется далее 1 м. Для самой длительно работающей скважины она должна быть не более 10 м, а если больше, то это заколонный переток. В нагнетательных скважинах при закачке холодной воды эта зона может быть очень большой, в зависимости от объема и длительности закачки;

3-я зона – зона притока, где происходит смешивание потока жидкости в стволе скважины с поступающей жидкостью из пласта;

4-я зона – зона конвективного обмена, где жидкость, двигаясь вверх, охлаждается за счет отдачи тепла в горные породы (если их температура меньше).

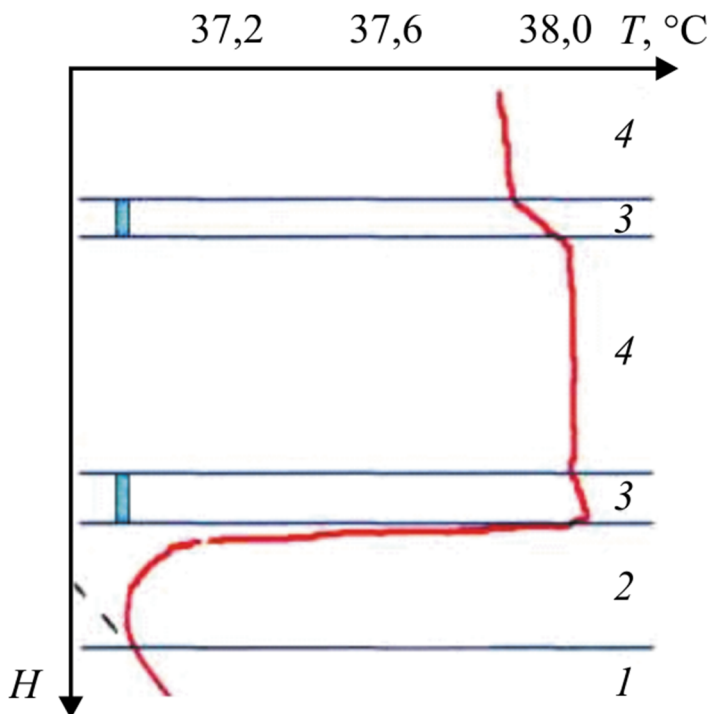


Рис. 26. Геотермическое распределение температуры:  
1 – ненарушенная геотерма; 2 – зона нарушения геотермы;  
3 – зона смешивания; 4 – зона конвективного теплообмена

*Геотерма в зумпфе* дает возможность восстановить условную геотерму по скважине, продолжив которую вверх и сопоставив ее с текущей по разрезу, можно выделить аномалии от работающих пластов.

Температурные аномалии в работающей скважине обусловлены тремя основными эффектами: дросселированием, калориметрией и адиабатическим процессом.

**Дроссельная** аномалия в стационарном случае от дебита не зависит, а обусловлена дросселированием жидкости и газа в пласте за счет падения давления и нагрева жидкости при прохождении сужений. При этом нефть разогревается больше, вода меньше, газы охлаждаются. Величина изменения температуры зависит от коэффициента Джоуля-Томсона (который зависит от состава флюида) и депрессии на пласт (рис. 27).



Рис. 27. Характеристика дроссельной аномалии: дроссельная аномалия и значения коэффициента  $\epsilon$  для оценочных расчетов

Если подвижность в интервале притока нефти меньше, чем подвижность воды, то в начальный момент за счет большего удельного дебита воды температура воды будет больше, чем нефти. Затем по мере увеличения дебита нефти температура против нефтеносного пласта возрастет (инверсия). При поступлении газа с жидкостью изменение температуры может быть больше, меньше и нулевое, в зависимости от количества газа.

*Свойства дроссельного эффекта:*

- проявляется только при движении;
- суммируется с другими тепловыми полями;
- у жидкостей дроссельный эффект положительный;
- у газов дроссельный эффект отрицательный.

Термограмма в зоне *конвективного теплообмена* с увеличением объема жидкости дальше отходит от геотермы и уменьшается наклон (рис. 27).

В случае поступления газа за счет малой теплоемкости газ быстрее теряет свою температуру и приближается к геотерме (рис. 28).

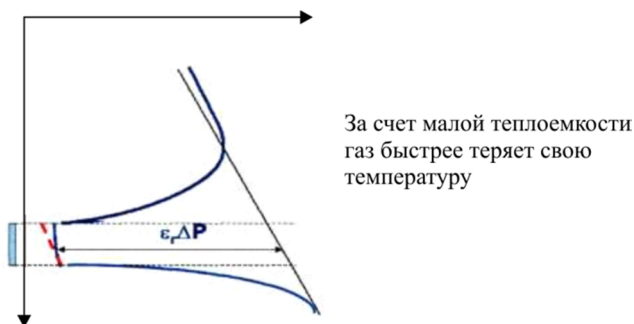


Рис. 28. Пример поступления газа из пласта

Эффект *калориметрического смешивания* против верхних пластов наблюдается при смешивании жидкостей с различной температурой в интервалах перфорации и в зоне нарушения обсадных колонн. Эффект от смешивания может быть любого знака в зависимости от температуры смешиваемых флюидов.

*Адиабатический эффект* проявляется при быстром изменении давления, обуславливая расширение или сжатие жидкости в скважине и изменение температуры, величина которой зависит от изменения давления и адиабатического коэффициента.

Значение *адиабатического коэффициента*, которое зависит от состава жидкости, максимально для нефти (0,014) и минимально для пресной воды (0,0015).

При разгазировании нефти в пласте установившаяся температура может быть любого знака в зависимости от газосодержания пластовой нефти, забойного и пластового давления и давления насыщения.

Суммарный температурный эффект от разгазирования и дросселирования может быть нулевым и отмечаться только по

объему притока, положительным и отрицательным в зависимости от состава флюида и соотношения  $P_{\text{заб}}$  и  $P_{\text{пл}}$ .

На рис. 29 представлен стандартный комплекс ГИС при освоении скважины свабированием.

Периодическим спуском и подъемом сваба постепенно достигается необходимое для вызова притока продукции гидростатическое давление на забое.

Интервалы притока выделяются по данным термометрии (ВТ) и скважинным термодобитомером (СТД). Датчики состава (влагомер (ВЛ) и резистивиметр (РЕЗ)) показывают состав жидкости в скважине. Также интервалы притока и дебит скважины определяются по данным механической расходомерии (РГД). Данные барометрии (БМ) позволяют контролировать изменение забойного давления в скважине.

Эффективность *компрессорного освоения скважин* обеспечивается созданием депрессии на пласт путем снижения гидростатического давления за счет замещения столба жидкости в скважине газовой инертной смесью.

Геофизические исследования при этом проводят через насосно-компрессорные трубы. Основным параметром, на который непосредственно влияет условие работы компрессора при опробовании или освоении скважины, является забойное давление ( $P_{\text{заб}}$ ).



## Часть II

### Лабораторные работы

#### Качественная интерпретация материалов ГИС

##### Лабораторная работа № 1. Литологическое расчленение осадочного разреза и выделение коллекторов по данным комплекса ГИС

Цель работы. Приобретение навыков литологического расчленения геологического разреза и выделение пластов коллекторов.

Задание. Для выполнения работы каждому студенту представляются диаграммы электрического (БК), радиоактивного (ГК, НК), акустического каротажа (АК) и диаметра скважины (ДС). По диаграммам ГИС необходимо выделить интервалы плотных пород с минимальной пористостью, пласты глинистых пород и пласты коллекторы, способные вмещать и отдавать флюиды (нефть, вода, газ) при перепаде давлений.

Краткие теоретические основы метода даны в разделе 1.4.

##### Порядок выполнения работы

###### 1. Выделение плотных пород

Породы этого типа устойчивы при разбуривании, они не изменяются при контакте с буровым раствором, диаметр скважины в интервалах таких пород равен номинальному ( $d_c = d_n$ ).

Плотные пласты характеризуются низкими значениями гамма-активности (ГК), высокими значениями электрического сопротивления (БК) и высокими показаниями по НК.

###### 2. Выделение глинистых пород

Глины набухают и размываются при контакте с буровым раствором, образуя значительное увеличение диаметра скважины. Для пластов *глин и аргиллитов* характерны следующие показания кривых:

БК: малые и средние значения сопротивления (от 1 до 10 Ом·м);

ГК: высокие значения естественной радиоактивности;  
НК: низкие показания нейтронного каротажа;  
ДС: увеличение диаметра скважины в результате гидратации глин и размыва их промывочной жидкостью, образование каверн.

### 3. Выделение пластов коллекторов

Коллектором называют породу, обладающую пористостью и проницаемостью, в пустотном пространстве которой содержатся флюиды (нефть, газ, вода), способные двигаться при перепаде давления.

Для песчаников водо- (1) или нефтенасыщенных (2) (коллектора) характерно:

БК: 1—низкие значения сопротивления менее 10 Ом·м;

2—повышенные и высокие значения сопротивления более 10 Ом·м;

ГК: чистый неглинистый песчаник характеризуется низкими значениями естественной радиоактивности; повышение связано с примесью глинистых разностей;

НК: средние показания нейтронного каротажа;

АК: средние значения интервального времени и амплитуды волнового сигнала.

Данные, снятые с диаграмм ГИС, заносятся в таблицу.

## **Лабораторная работа № 2. Выделение коллекторов, определение их эффективной мощности и оценка характера их насыщения**

Цель работы. Выделение пластов-коллекторов по данным НК и ГК. Проведение геофизической интерпретации и определение УЭС горных пород по данным БК.

Задание. По диаграммам НК, ГК и БК выполнить разбивку разреза на плотные, глинистые и пласты-коллекторы (минимальная мощность пласта 1 м) используя рис. 16. Результаты оформить в виде таблицы.

Краткие теоретические основы метода даны в разделе 1.4.

### Порядок выполнения работы

Для выполнения работы каждому студенту предоставляются диаграммы НК, ГК и БК. Обработка диаграмм осуществляется в следующем порядке:

Расчленение разреза на пласты мощностью не менее одного метра и определение мощности выделенных пластов.

Границы пластов находятся по точкам, соответствующим середине восходящей (нисходящей) линии кривой сопротивления.

Мощность пласта определяется как разность между значениями глубин кровли и подошвы выделенного пласта. Полученные значения заносятся в таблицу.

Снятие существенных значений параметров пластов по НК, ГК и БК (рис. 3).

Отсчет существенных значений сопротивления, если пласт однородный, следует производить в точках экстремумов  $\max$  и  $\min$ . В неоднородных пластах определяется среднегармоническое удельное сопротивление.

Данные, снятые с диаграмм ГИС, заносятся в таблицу.

## **Количественная интерпретация данных ГИС**

### **Лабораторная работа № 3. Определение коэффициента глинистости пластов-коллекторов по ГК**

Цель работы. Проведение геофизической интерпретации и определение глинистости пород по данным ГК.

Задание. На диаграммах ГК выполнить разбивку разреза на пласты, для выделенных пластов-коллекторов использовать кривые НК. Результаты оформить в виде таблицы.

Краткие теоретические основы метода даны в разделе 1.2 (рис. 5, 6).

### Порядок выполнения работы

Для выполнения работы каждому студенту предоставляются диаграммы РК (ГК и НК), по одной скважине и задается

интервал, в котором необходимо обработать диаграмму. Обработка диаграмм РК осуществляется в следующем порядке:

Расчленение разреза на пласты мощностью не менее одного метра и определение мощности выделенных пластов-коллекторов.

Границы пластов находятся по точкам, соответствующей середине восходящей (нисходящей) линии аномалии.

Мощность пласта определяется как разность между значениями глубин кровли и подошвы выделенного пласта. Полученные значения мощности пласта заносятся в таблицу.

Снятие существенных значений ГК и НК выделенных пластов.

Полученные значения заносятся в таблицу.

Для определения *коэффициента глинистости* целесообразно пользоваться методикой двух опорных пластов, когда в качестве калибровочного коэффициента используется разность показаний в пласте глин  $J_{\gamma}^{\max}$  и в пласте с минимальной по разрезу глинистостью  $J_{\gamma}^{\min}$ . Показания в пластах  $J_{\gamma}^{\text{пл}}$  при этом преобразуются в безразмерный двойной разностный параметр:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{J_{\gamma}^{\text{пл}} - J_{\gamma}^{\min}}{J_{\gamma}^{\max} - J_{\gamma}^{\min}}.$$

Для оценки глинистости применяют зависимость  $\Delta J_{\gamma} = f(C_{\text{гл}})$  (см. приложение, рис. 1).

При наличии кривой пористости  $k_{\text{п}}$  (определенной по НК) производится переход к *объемной глинистости*:

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

или по аналитической зависимости для коллекторов Пермского Прикамья:

$$k_{\text{гл}} = 33\Delta J_{\gamma} + 0,9.$$

Полученные значения заносятся в таблицу.

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

## Лабораторная работа № 4. Определение общей пористости пластов по данным НК

Цель работы. Проведение геофизической интерпретации и определение пористости пород по данным НК.

Задание. На диаграммах НК выполнить разбивку разреза на пласты, для выделенных пластов-коллекторов использовать методические указания, приведенные в разделе 1.2.

Результаты оформить в виде таблицы.

### Порядок выполнения работы

Для выполнения работы каждому студенту предоставляются диаграммы РК (ГК и НК), по одной скважине и задается интервал, в котором необходимо обработать диаграмму. Обработка диаграмм РК осуществляется в следующем порядке:

1. Расчленение разреза на пласты мощностью не менее одного метра и определение мощности выделенных пластов-коллекторов.

Границы пластов находятся по точкам, соответствующим середине восходящей (нисходящей) линии аномалии.

Мощность пласта определяется как разность между значениями глубин кровли и подошвы выделенного пласта. Полученные значения мощности пласта заносятся в таблицу.

2. Снятие существенных значений ГК и НК выделенных пластов.

Полученные значения заносятся в таблицу. Методика определения пористости по НК основана на том, что пористость связана с логарифмом отклонения кривой НК  $\Delta J_{\text{нк}} = f(k_{\text{п}})$ , поэтому нужно использовать график зависимости пористости от показания нейтронного каротажа (см. приложение, рис. 2).

Для определения  $\Delta J_{\text{нк}}$  применяют способ двух опорных пластов:

$$\Delta J_{\text{нк}} = \frac{J_{\text{нк}}^{\text{пл}} - J_{\text{нк}}^{\text{мин}}}{J_{\text{нк}}^{\text{макс}} - J_{\text{нк}}^{\text{мин}}},$$

где  $J_{\text{нк}}^{\text{пл}}$  – показания НК напротив искомого пласта;  $J_{\text{нк}}^{\text{макс}}$ ,  $J_{\text{нк}}^{\text{мин}}$  – измерения напротив опорных пластов с  $k_{\text{п}} = 1\%$  (плотный пласт),  $k_{\text{п}} = 40\%$  (размытые глины).

Полученные значения пористости заносятся в таблицу.

## Лабораторная работа № 5.

### Определение плотности и пористости коллекторов по данным ГГК

Цель работы. Проведение геофизической интерпретации и определение плотности и пористости пород по данным ГГК.

Задание. На диаграмме ГГК выполнить разбивку разреза на пласты, для выделения пластов-коллекторов использовать методические указания, приведенные в разделе 1.2. (рис. 7).

Результаты определений плотности и пористости в пластах занести в таблицу.

#### Порядок выполнения работы

Для выполнения работы каждому студенту предоставляется диаграмма РК (ГК и НК) и ГГК, по одной скважине и задается интервал, в котором необходимо обработать диаграмму ГГК.

Обработка диаграмм ГГК, НК осуществляется в следующем порядке.

1. Расчленение разреза на пласты мощностью не менее одного метра и определение мощности выделенных пластов-коллекторов.

Границы пластов находятся по точкам, соответствующим середине восходящей (нисходящей) линии аномалии.

Мощность пласта определяется как разность между значениями глубин кровли и подошвы выделенного пласта. Полученные значения мощности пласта заносятся в таблицу.

2. Снятие существенных значений плотности по ГГК выделенных пластов. Полученные значения заносятся в таблицу.

Методика определения пористости по ГГК основана на том, что плотность пород  $\delta_{\Pi} = f(k_{\Pi})$ .

Основные расчетные величины – объемная плотность пород  $\delta_{\Pi}$  (г/см<sup>3</sup>), позволяющая перейти к определению пористости  $k_{\Pi}$  по формуле

$$k_{\Pi} = \frac{\delta_{\text{м}} - \delta_{\Pi}}{\delta_{\text{м}} - \delta_{\text{ж}}}$$

где  $\delta_{\text{м}}$  – минеральная плотность;  $\delta_{\text{ж}}$  – плотность жидкости.

Полученные значения пористости заносятся в таблицу.

Определение коэффициента пористости по данным ГГК практически не зависит от глинистости пород, так как ее плотность не сильно отличается от таковой основных породообразующих минералов, но зависит от минеральной плотности породы (см. таблицу).

Минеральная плотность основных типов осадочных пород,  $\delta$ , г/см<sup>3</sup>  
(по Дортман, 1992)

Порода	Среднее значение	Пределы изменения	Порода	Среднее значение	Пределы изменения
Песчаник	2,67	2,58–2,86	Ангидрит	2,96	2,92–3,00
Алевролит	2,69	2,62–2,86	Гипс	2,37	2,31–2,28
Глина	2,68	2,58–2,88	Соль каменная	2,16	2,12–2,22
Аргиллит	2,68	2,60–2,78	Опока	3,00	2,10–2,50
Мергель	2,70	2,58–2,80	Доломит	2,80	2,76–2,88
Известняк	2,72	2,62–2,87	Кремень	2,59	2,46–2,75
Мел	2,69	2,56–2,80			

Комплексирование метода ГГК с НК позволяет определить литологию пород (см. приложение, рис. 4).

## Лабораторная работа № 6.

### Определение пористости по данным АК

Цель работы. Проведение геофизической интерпретации и определение пористости пород по данным АК.

Задание. На диаграммах АК ( $\Delta T_n$ ) выполнить разбивку разреза на пласты, для выделенных пластов-коллекторов использовать методические указания, приведенные в разделе 1.3. Результаты оформить в виде таблицы.

#### Порядок выполнения работы

Для выполнения работы каждому студенту предоставляется диаграмма АК по одной скважине и задается интервал, в котором необходимо обработать диаграмму.

Обработка диаграмм АК ( $\Delta T_n$ ) осуществляется в следующем порядке:

1. Расчленение разреза на пласты мощностью не менее одного метра и определение мощности выделенных пластов-коллекторов.

Границы пластов находятся по точкам, соответствующим середине восходящей (нисходящей) линии аномалии.

Мощность пласта определяется как разность между значениями глубин кровли и подошвы выделенного пласта. Полученные значения мощности пласта заносятся в таблицу.

2. Снятие существенных значений АК ( $\Delta T_{\Pi}$ ) выделенных пластов.

Определение коэффициентов  $k_{\Pi}$  межзерновой (гранулярной) пористости – практически первая задача скважинной геофизики, которую решают с использованием материалов АК. Наиболее простым по форме уравнением является уравнение среднего времени:

$$k_{\Pi} = \frac{\Delta T_{\Pi} - \Delta T_{\text{СК}}}{\Delta T_{\text{Ж}} - \Delta T_{\text{СК}}},$$

где  $\Delta T_{\Pi}$  – интервальное время, измеренное в скважине;  $\Delta T_{\text{СК}}$  – интервальное время в непористом минеральном скелете;  $\Delta T_{\text{Ж}}$  – интервальное время в жидкости, заполняющей поры, которое изменяется от 570 мкс/м в предельно минерализованной воде до 640 мкс/м в пресной воде (см. таблицу).

Акустические характеристики горных пород

Порода	Плотность минерала, г/см <sup>3</sup>	$V_p$ , м/с	$\Delta T_{\text{СК}} P$ , мкс/м	$V_s$ , м/с	$\Delta T_{\text{СК}} S$ , мкс/м	$V_p / V_s$
Песчаник крепко сцементированный	2,65–2,71	3700–5500	170	2300–3400	260	1,5–1,6
Песчаник слабо сцементированный	2,65–2,71	2800–4500	182	1750–2800	290	1,6
Известняк	2,71	3800–6250	155	1950–3300	312	1,9
Доломит	2,87	4400–7400	142	2500–4100	256	1,8
Ангидрит	2,97–3,07	6000–5600	167	3370–3150	297	1,78
Гипс	2,32	5400–5600	178	2880–2990	334	1,87
Галит	2,16	4420–5130	214	2500–2920	342	1,6–1,8
Сильвит (KCl)	1,94	4300–5200	225	1630–2160	444	2,0–2,25
Вода пресная	1,0–1,05	1550	–	–	–	–
Вода минерализованная	1,05–1,24	1720	–	–	–	–
Нефть	0,8–0,9	1290	800	–	–	–

Полученные расчетные значения пористости заносятся в таблицу. Определение пористости по зависимости  $\Delta T_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$  приведено на рис. 5 (см. приложение).

## **Лабораторная работа № 7.**

### **Определение пористости и литологии пластов по комплексу РК-АК-ГГК**

Цель работы. Выделение пластов-коллекторов по данным РК-АК-ГГК. Проведение геофизической интерпретации и определение коэффициентов пористости по данным методам. Определение литологии пластов по комплексным палеткам.

Задание. По диаграммам НК, ГК и АК, ГГК выполнить разбивку разреза на плотные, глинистые и пласты-коллекторы (минимальная мощность пласта 1 метр) используя рис. 16. Результаты оформить в виде таблицы.

Краткие теоретические основы методов даны в разделе 1.4.

#### Порядок выполнения работы

Для выполнения работы каждому студенту предоставляется диаграмма НК, ГК, АК и ГГК.

1. Расчленение разреза на пласты мощностью не менее одного метра и определение мощности выделенных пластов. Границы пластов находятся по точкам, соответствующим середине восходящей (нисходящей) линии кривой сопротивления.

Мощность пласта определяется как разность между значениями глубин кровли и подошвы выделенного пласта. Полученные значения заносятся в таблицу.

2. Снятие существенных значений параметров пластов по данным методам.

Отсчет существенных значений параметров, если пласт однородный, следует производить в точках экстремумов  $\text{max}$  и  $\text{min}$ . В неоднородных пластах определяется среднегармоническое удельное сопротивление.

Данные, снятые с диаграмм ГИС, заносятся в таблицу.

Методика определения пористости по НК, ГГК и АК приведены в соответствующих разделах 1.2–1.4.

Полученные значения пористости заносятся в таблицу.

Далее, используя комплексные палетки рис. 4 и рис. 5 (см. приложение), определяют литологический состав и пористость выделенных пластов.

При комплексной интерпретации данных ГИС необходимо учитывать, что показания каждого метода определяют различные факторы.

Значения НК зависят от водородосодержания среды и пропорциональны общей пористости породы.

Параметры АК определяются упругими свойствами среды, зависящими в основном от типа породы и структуры порового пространства.

Для выделения доломитизированных карбонатных коллекторов со сложной структурой порового пространства можно использовать методику нормализации НК-АК.

Если трансформированные кривые совмещать в известняках, то в доломитах и доломитизированных известняках с кавернозной пористостью будет наблюдаться приращение кривой НК (общая пористость) над кривой АК (открытая пористость) (рис. 18).

## **Лабораторная работа № 8.**

### **Определение коэффициента нефтенасыщенности коллекторов с использованием зависимостей**

$$P_n = f(K_n) \text{ и } P_n = f(K_n)$$

Цель работы. Выделение пластов-коллекторов по данным НК, ГК и БК. Проведение геофизической интерпретации и определение УЭС горных пород по данным БК. Определение коэффициента нефтенасыщенности.

Задание. По диаграммам НК, ГК и БК выполнить разбивку разреза на плотные, глинистые и пласты-коллекторы (минимальная мощность пласта 1 метр), используя рис. 3. Результаты оформить в виде таблицы.

Краткие теоретические основы метода даны в разделе 1.1.

### Порядок выполнения работы

Для выполнения работы каждому студенту предоставляется диаграмма НК, ГК и БК.

1. Расчленение разреза на пласты мощностью не менее одного метра и определение мощности выделенных пластов.

Границы пластов находятся по точкам, соответствующим середине восходящей (нисходящей) линии кривой сопротивления.

Мощность пласта определяется как разность между значениями глубин кровли и подошвы выделенного пласта. Полученные значения заносятся в таблицу.

2. Снятие существенных значений параметров пластов по НК, ГК и БК.

Отсчет существенных значений сопротивления, если пласт однородный, следует производить в точках экстремумах и min. В неоднородных пластах определяется среднегармоническое удельное сопротивление.

Данные, снятые с диаграмм ГИС, заносятся в таблицу.

Методика определения пористости по НК основана на том, что пористость связана с логарифмом отклонения кривой НК  $\Delta J_{ny} = f(k_n)$ , поэтому нужно использовать график зависимости пористости от показания нейтронного каротажа (см. приложение, рис. 2).

Для определения  $\Delta J_{ny}$  применяют способ двух опорных пластов:

$$\Delta J_{ny} = \frac{J_{ny}^{пл} - J_{ny}^{min}}{J_{ny}^{max} - J_{ny}^{min}},$$

где  $J_{ny}^{пл}$  – показания НК против искомого пласта;  $J_{ny}^{max}$ ,  $J_{ny}^{min}$  – измерения против опорных пластов с  $k_n = 1\%$  (плотный пласт),  $k_n = 40\%$  (размытые глины).

Полученные значения пористости заносятся в таблицу.

По величине пористости нефтенасыщенного прослоя определяется значение параметра пористости по зависимости  $P_n = f(k_n)$  (см. приложение, рис. 6).

Далее по известному значению удельного сопротивления пластовой воды  $\rho_v$  (0,05 Ом·м) рассчитывается удельное сопро-

тивление пласта ( $\rho_{\text{вп}}$ ) при условии его 100%-ного водонасыщения.

По удельному сопротивлению нефтенасыщенного просоя  $\rho_{\text{нп}}$  (определенного по кривым сопротивления БК) и по значению  $\rho_{\text{вп}}$ , определенного по зависимости  $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ , рассчитывается параметр насыщения этого просоя:  $P_{\text{н}} = \rho_{\text{нп}} / \rho_{\text{вп}}$  (см. приложение, рис. 7).

По зависимости  $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$  определяют коэффициент нефтенасыщенности ( $k_{\text{н}} = 1 - k_{\text{в}}$ ) проницаемого пласта.

Полученные значения  $k_{\text{н}}$  заносятся в таблицу.

По параметру насыщения и  $K_{\text{п}}$  можно определить проницаемость песчаников (см. приложение, рис. 8).

На качественном уровне для оценки насыщенности можно использовать метод нормализации НК-БК (рис. 17–18).

Источником информации о содержании нефти и газа в породах является электрическое сопротивление пород. Эффект нефти на кривых сопротивлений по данной методике выявляется путем учета влияния количества воды (пористости) по данным метода сопротивлений и метода пористости (НК).

Для учета количества воды кривые сопротивления и общей пористости приводятся в эквивалентный по пористости масштаб. Трансформированные кривые совмещаются в водонасыщенных и плотных интервалах и сравниваются. Тем самым компенсируются возможные изменения сопротивления за счет изменения соотношения объемов скелета и жидкости в породе, если эта жидкость представлена водой, причем одинакового сопротивления. Если вместо такой воды в порах окажется нефть или газ, на сопротивлении появляется дополнительное приращение, не компенсируемое тем содержанием непроводящего скелета, которое отображается на приведенной кривой пористости.

Расхождение трансформированных кривых в сторону увеличения БК над НК говорит об углеводородном насыщении.

## Лабораторная работа № 9.

### Определение качества цементирования колонны по АКЦ

Цель работы. Определение контакта сцепления цементного камня с колонной и породой по АКЦ. Выделение интервалов отсутствия, частичного и хорошего контакта цемента с колонной и породой.

Задание. По кривым интервального времени  $\Delta T$  и амплитудам затухания  $A_p$  выполнить разбивку разреза на интервалы с хорошим и плохим контактом цемента с колонной и породой, используя рис. 20–22. Результаты оформить в виде таблицы.

Краткие теоретические основы метода даны в разделе 1.5.

#### Порядок выполнения работы

Контроль качества и состояния цементного кольца подразумевает решение следующих задач:

1. Определение *уровня подъема и качества контакта цемента с колонной и породой* по интервалам исследования. Основные критерии для определения *отсутствия контакта* (либо отсутствия цемента за колонной):

- амплитуда  $A_k$  – max;
- коэффициент эффективного затухания  $\alpha_k$  волны по колонне  $< 5$  дБ/м;
- значение интервального времени  $\Delta T_k$  распространения волны по колонне, равное 176–187 мкс/м (рис. 20).

2. Выделение интервала с бездефектным цементным кольцом, имеющим сплошной (жесткий) контакт с обсадной колонной и горными породами.

3. Выявление интервалов с дефектами в цементном кольце (каналы, разрывы, микрозазоры), простирающиеся в вертикальном сечении скважины.

Совпадение кривых интервального времени, зарегистрированных в открытом стволе и в колонне, указывает на хороший контакт цемента с колонной и породой.

Расхождение кривых  $\Delta T$ , зарегистрированных в открытом стволе и колонне, указывает на плохой или частичный контакт цемента с колонной и породой (рис. 22).

Для стандартной АКЦ выявление интервалов с дефектами в цементном кольце (каналы, разрывы, микрозазоры) – задача почти невыполнимая. Проблема определения типа дефектов решена применением метода акустической сканирующей цементометрии (АКЦ-С) (рис. 21).

## **Лабораторная работа № 10.**

### **Определение качества цементирования колонны по ГГЦ**

Цель работы. Определение плотности цементного камня за колонной и установление высоты подъема цемента.

Задание. По кривым интенсивности рассеянного гамма-излучения и плотности цемента выполнить разбивку разреза на интервалы с хорошим и плохим качеством цемента за колонной, результаты оформить в виде таблицы.

Гамма-гамма-цементометрия и гамма-гамма-толщинометрия являются модификациями метода гамма-гамма-каротажа и служат для решения следующих задач, возникающих при контроле качества цементирования и технического состояния скважины.

*Контроль качества цементирования обсадных колонн:*

- установление высоты подъема цемента за колонной;
- определение границ сплошного цементного камня;
- выявление зоны смешивания цемента и промывочной жидкости;
- оценка эксцентриситета обсадной колонны относительно оси скважины;
- выделение в цементном камне каналов и каверн.

*Контроль технического состояния колонн:*

- измерение толщины стенки эксплуатационной колонны;
- определение местоположения муфт, центрирующих фонарей и пакеров;
- определение дефектов в обсадных трубах.

Интенсивность рассеянного гамма-излучения, регистрируемая детекторами малого зонда, определяется в основном толщиной стенки труб обсадной колонны (поэтому зонд называется «толщиномер»), а интенсивность рассеянного гамма-излучения, регистрируемая детекторами большого зонда, определяется в основном плотностью вещества в заколонном пространстве (зонд - «дефектомер»).

### Порядок выполнения работы

Результаты представляются в виде аналоговых диаграмм ГГЦ с кривыми плотности цемента и толщины колонны. Они соответствуют восьми детекторам канала большого зонда и четырем (одному) детекторам малого зонда с учетом их положения относительно апсидальной плоскости скважины. Они представлены в виде разверток обсадной колонны и заколонного кольцевого пространства, на которых в виде цветовой индикации выделяют дефекты в цементном кольце и колонне.

Краткие теоретические основы метода даны в разделе 1.5.

По кривым метода ГГЦ необходимо выполнить разбивку разреза на интервалы с хорошим и плохим цементом, используя рис. 23–24, результаты оформить в виде таблицы.

По абсолютным минимальным и максимальным отклонениям кривых, их амплитудам и характеру можно определять наличие цементного камня за колонной, его полноту и равномерность заполнения цементным раствором затрубного пространства и эксцентриситет колонны в скважине.

Эксцентриситет колонны — степень отклонения оси колонны от оси ствола скважины в зацементированном или свободном участке скважины.

При *центрированном* положении колонны в скважине, если вещество в затрубном пространстве однородно по плотности, отклонение кривой от средней линии невелико и определяется статистическими флуктуациями и погрешностью измерений.

При *эксцентричном* положении колонны, а также при частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем плотность среды по различным радиальным направлениям будет неодинакова. Это приводит к увеличению амплитуды круговой цементограммы.

В качестве значения эксцентриситета обсадной колонны в скважине принято выражение:

$$E = 1 - \frac{Q_{\min}}{Q_{\max}},$$

где  $Q_{\min}$  – значение плотности наименьшего отклонения кривой от средней линии;  $Q_{\max}$  – значение плотности наибольшего отклонения кривой от средней линии.

При таком определении  $E$ , его значение будет меняться от 0 (колонна центрирована) до 1 (колонна лежит на стенке скважины):

$E = 0-0,2$  – колонна центрирована;

$E = 0,3-0,6$  – промежуточное положение колонны;

$E = 0,7-1,0$  – колонна прилегает к стенке скважины.

## **Лабораторная работа № 11.**

### **Определение технического состояния колонны по ЭМДСТ**

Цель работы. Выявление дефектов и определение толщины обсадной колонны.

Задание. Задачами метода ЭМДСТ являются выявление местоположения башмака и муфт обсадной колонны (кондуктора, технической), размещенной за колонной, в которой ведут исследования, определение толщины стенок обсадных труб, выявление положения и размеров продольных и поперечных дефектов, смятий и разрывов отдельных труб, оценка положения муфтовых соединений и качества свинчивания труб в муфтах.

#### Порядок выполнения работы

Результаты представляются в виде аналоговых диаграмм ЭМДСТ (рис. 25) – толщины эксплуатационной колонны и кривых дефектограммы, зарегистрированных с различной задержкой по времени.

Наведенная вторичным полем электромагнитная дефектоскопия (ЭДС) в магнитоприемнике затухает во времени по экспоненциальному закону с декрементом затухания, зависящим от проводимости, магнитной проницаемости и радиуса изучаемой зоны.

Временное разделение сигналов позволяет производить зондирование многоколонных конструкций. Это осуществляется выбором длительности электромагнитного импульса и паузы, во время которой регистрируют информацию.

К затуханию токов приводит развитие сети трещин при перфорации, уменьшение массы металла. Увеличение массы металла (например, увеличение толщины стенок колонны за счет соединительной муфты) соответственно увеличивает время затухания переходных процессов.

Интерпретация включает два этапа: качественное выделение дефектов, определение их характера и количественная оценка толщины стенок труб и степени коррозии, а также по ЭМДСТ фиксируются элементы конструкции скважин (рис. 25).

По кривым толщины с учетом допустимой погрешности метода (0,5 мм в одиночных трубах и 1,5 мм в многоколонных) выделяются интервалы предполагаемых дефектов, проявляющихся в виде уменьшения толщины стенки. Определяется, к какой из двух труб относится выявленный дефект, оценивается степень проявления коррозии или износа. К слабопроявленным условно относятся дефекты с уменьшением толщины стенки на 1,2–1,5 мм, к дефектам средней интенсивности – 1,5–2,5 мм, к сильным – более 2,5 мм.

Краткие теоретические основы метода даны в разделе 1.5.

По кривым метода ЭМДСТ необходимо выполнить разбивку разреза на интервалы с разной толщиной колонны и определить дефекты в колонне. Результаты оформить в виде таблицы.

## **Лабораторная работа № 12.**

### **Интерпретация комплекса ГИС (ВТ, ВЛ, РЕЗ, БМ, ИННК) при контроле за разработкой месторождений**

Цель работы. Включает в себя решение следующих задач:

- изучение процесса выработки запасов залежей нефти;
- диагностика состояния нефтяных пластов и скважин;
- оценка эффективности применения методов с целью повышения коэффициента нефтеизвлечения.

Задание. По кривым комплекса ГИС-контроль (ВТ, ВЛ, РЕЗ, БМ, ИННК) выполнить интерпретацию комплекса ГИС, используя рис. 29, результаты оформить в виде таблицы.

Краткие теоретические основы метода даны в разделе 1.6.

### Порядок выполнения работы

Результаты представляются в виде аналоговых диаграмм комплекса ГИС-контроль (ВТ, ВЛ, РЕЗ, БМ, ИННК).

Краткие теоретические основы метода даны в разделе 1.6.

Геофизические исследования, результаты которых используются для контроля обводнения залежей нефти и газа, объединяют методы ГИС, позволяющие осуществлять контроль обводнения коллекторов по изменению состава жидкости и скорости потока по стволу работающей скважины в интервале пластов, вскрытых перфорацией.

Радиометрические исследования могут проводиться в обсаженных скважинах и поэтому позволяют осуществлять многократные исследования нефтяных пластов, что очень важно для контроля подъема ВНК и характера выработки запасов нефти во времени.

В промысловой практике нашли применение следующие модификации радиометрических исследований скважин:

- импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ);
- спектральный нейтронный гамма-метод по хлору (СНГК-Cl);

Достаточно надежные результаты определений насыщения по ИННК получаются при вытеснении нефти водой высокой минерализации и исследовании пластов, не вскрытых перфорацией.

Наибольший объем исследований в производстве выполняется для решения задач, связанных с **диагностикой пластов и скважин**, которая включает в себя:

- определение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта;
- контроль технического состояния скважины.

*Основные методы, используемые при диагностике:*

- методы состава (влагометрия (ВЛ), резистивиметрия (РЕЗ));

- методы расхода (РГД, СТИ);
- термометрия (ВТ);
- барометрия (БМ);
- методы привязки (локатор муфт (ЛМ), гамма-каротаж (ГК)).

*Термометрия* используется для выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов, выделения заколонных перетоков, мест негерметичности и т.д.

*Расходомерия* (гидродинамическая) – для определения профиля приемистости и отбора жидкости, внутриколонных перетоков.

*Расходомерия* (термокондуктивная) – для выявления интервалов притока и мест негерметичности колонны.

*Барометрия* – для определения гидродинамических параметров пластов  $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$ , оценки плотности флюида в стволе скважины, определения глубины динамического уровня жидкости и забоя скважины.

*Методы состава* (резистивиметрия, влагометрия) используются для определения нефте-, газо-, водопритоков и динамических уровней (НВР) в скважине.

Объем исследований и круг решаемых задач диагностики *термометрией* наибольшие, что обусловлено высокой информативностью метода. Это позволяет считать термометрию одним из основных методов в комплексе ГИС.

*Резистивиметрия* основана на использовании электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины: удельного электрического сопротивления или проводимости.

*Методы расходомерии* предусматривают запись непрерывной кривой и измерения на точках. Непрерывная диаграмма записывается в интервалах перфорации и прилегающих к ним 10–20-метровых участков ствола. Точечные измерения проводятся в перемычках между исследуемыми пластами, а также выше и ниже интервалов перфорации, на участках, характеризующихся постоянством показаний прибора на непрерывной кривой.

Из механических дебитометров-расходомеров на практике применяются в основном приборы с датчиками турбинного типа – свободно вращающейся вертушки.

Зависимость показаний влагомера и резистивиметра от состава среды

Среда	Физические свойства среды		
	плотность, г/см <sup>3</sup>	электропроводность / удельное электрическое сопротивление (См/м) / (Ом·м)	диэлектрическая проницаемость
Вода пресная	1,00	0,5–2/2–0,5	50–82
Вода минеральная	1,05–1,18	5–20/0,2–0,05	50–82
Нефть	0,6–0,95	$10^{-2}$ – $10^{-4}$ / $10^2$ – $10^4$	2–3
Газ	0,05–0,6	0/более $10^5$	1,0

*Метод электромагнитной локации муфт (ЛМ)* применяют:

- для установления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб;
- определения положений муфтовых соединений обсадной колонны;
- точной привязки показаний других приборов к положению муфт;
- взаимной привязки показаний нескольких приборов;
- уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб;
- определения текущего забоя скважины;
- в благоприятных условиях – для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

*Метод гамма-каротажа* основан на измерении естественной радиоактивности горных пород и используется для привязки материала к литологическому разрезу скважины, а также для определения принимающих и обводненных интервалов по радиогеохимическому эффекту (РГХА) и при использовании метода закачки изотопов.

Методика проведения и интерпретации скважинной термометрии зависит от типа исследуемых полей.

Наличие пластов с выделением или поглощением тепла приводит к изменениям теплового потока.

Температурные аномалии в работающей скважине обусловлены тремя основными эффектами: дросселированием, калориметрией и адиабатическим процессом.

**Дроссельная** аномалия в стационарном случае от дебита не зависит, а обусловлена дросселированием жидкости и газа в пласте за счет падения давления и нагрева жидкости при прохождении сужений. При этом нефть разогревается больше, вода зависит от коэффициента Джоуля – Томсона (который зависит от состава флюида) и депрессии на пласт (рис. 27).

Выделение пластов-коллекторов по данным ИННК и БК. Определение текущего характера насыщения пластов по времени жизни тепловых нейтронов и сопоставления с данными БК, записанными в открытом стволе скважины.

По диаграммам ГИС-контроль выделить работающие интервалы и определить тип флюида в пластах (рис. 26), результаты оформить в виде таблицы.

Отсчет существенных значений времени жизни нейтронов, если пласт однородный, следует производить в точках экстремумов  $\max$  и  $\min$ . В неоднородных пластах определяется среднегармоническое удельное сопротивление.

1. По данным ИННК проводится нормализация кривых большого и малого зондов, путем совмещения показаний зондов в водоносном и плотном пластах. По превышению кривой малого зонда над большим зондом в пластах-коллекторах определяется наличие нефтенасыщенности пласта.

2. Аналогично, по нормализации кривых БК ( $\rho_{\text{нп}}$ ) и кривой времени жизни нейтронов на качественном уровне определяется характер изменения насыщенности пласта. Снижение показаний времени жизни относительно кривой БК указывает на обводненность пласта.

Данные, снятые с диаграмм ГИС, заносятся в таблицу.

## Тесты по ГИС

### Петрофизика

1. Коллекторами нефти являются осадочные породы, обладающие пористостью и проницаемостью.
2. Коллекторами нефти являются плотные породы с высокими значениями глинистости.
3. Залежи нефти, приуроченные к метаморфическим породам.
4. Залежи нефти, приуроченные к осадочным породам.
5. Осадочные породы, представленные глинами, песчаниками и карбонатами.
6. Осадочные породы, представленные мрамором, гнейсами и гранитами.
7. Карбонатные породы, приуроченные к морским фациям, терригенные породы, связанные с континентальными фациями.
8. Карбонатные породы, приуроченные к континентальным фациям, терригенные породы, связанные с морскими фациями.
9. Терригенные отложения – это песчаники, глины, алевролиты.
10. Терригенные отложения – это известняки, доломиты и ангидриты.
11. Карбонатные породы – это известняки, доломиты и ангидриты.
12. Карбонатные породы – это песчаники, глины, алевролиты.
13. Для определения пористости пород используются методы НК, ГГК, АК.
14. Для определения пористости используются методы БК, ИК, МБК.
15. Для определения характера насыщения пород используются методы БК, ИК.
16. Для определения характера насыщения пород используются методы РК, АК.

19. Геологический разрез Пермского Прикамья представлен преимущественно карбонатными породами палеозойского возраста.

20. Геологический разрез Пермского Прикамья представлен преимущественно терригенными породами мезозойского возраста.

21. Минерализация пластовых вод увеличивается с глубиной.

22. Минерализация пластовых вод уменьшается с глубиной.

23. Пластовое давление увеличивается с глубиной.

24. Пластовое давление уменьшается с глубиной.

### **Геология Пермского Прикамья**

1. Коллекторами нефти в визейском ярусе Пермского Прикамья являются терригенные отложения.

2. Коллекторами нефти в визейском ярусе Пермского Прикамья являются карбонатные отложения.

3. Основная добыча нефти в Пермском Прикамье ведется из карбонатных отложений нижнего карбона и верхнего девона.

4. Основная добыча нефти в Пермском Прикамье ведется из терригенных отложений пермского возраста.

5. Залежи нефти в Пермском Прикамье связаны с седиментационными и тектоно-седиментационными рифогенными структурами нижнего карбона и верхнего девона.

6. Залежи нефти в Пермском Прикамье в визейском ярусе связаны с терригенными русловыми отложениями нижнего карбона.

7. Залежи нефти в Пермском Прикамье связаны с терригенными русловыми отложениями среднего карбона.

8. Залежи нефти в Пермском Прикамье в среднем карбоне связаны с карбонатными отложениями башкирского яруса и верейского горизонта.

9. Залежи нефти в Пермском Прикамье в среднем карбоне связаны с терригенными отложениями башкирского яруса и верейского горизонта.

10. Залежи нефти в Пермском Прикамье в пермских отложениях связаны с рифогенными карбонатными породами кунгурского яруса.

11. Большинство месторождений нефти в Пермском Прикамье приурочено к бортам ККСП и связано со структурами обтекания рифов.

12. Большинство месторождений нефти в Пермском Прикамье приурочено к КМ и ВКВ.

13. Покрышками для нефтегазоносных залежей являются плотные и глинистые породы.

14. Покрышками для нефтегазоносных залежей являются трещиноватые породы.

### **ГИС-открытый ствол**

1. Методы ЭК используются для определения характера насыщения пород.

2. Методы ЭК используются для определения литологического состава пород.

3. Методы ГК используются для определения характера насыщения пород.

4. Методы ГК используются для определения глинистости пород.

5. Методы ГК используются для привязки по глубине методов ГИС.

6. Методы ГК используются для корреляции разрезов по ГИС.

7. Методы СГК используются для определения литологии пород.

8. Методы НК используются для определения пористости пород.

9. Методы АК используются для определения литологии пород.

10. Методы АК используются для определения характера насыщения пород.

11. Методы АК используются для определения типа пористости пород.

12. Метод ГГК (ЛПК) используется для определения пористости и литологии пород.

13. Методы ГГК используются для определения характера насыщения пород.

14. Методы ГГК используются для определения плотности пород.

15. Нефтенасыщенные пласты имеют большее электрическое сопротивление чем водонасыщенные.

16. Нефтенасыщенные пласты имеют меньшее электрическое сопротивление, чем водонасыщенные.

17. Плотные породы имеют высокое электрическое сопротивление

18. Плотные породы имеют низкое электрическое сопротивление

19. Глины имеют высокое электрическое сопротивление

20. Глины имеют низкое электрическое сопротивление

21. Водонасыщенные породы имеют высокое электрическое сопротивление

22. Водонасыщенные породы имеют пониженное электрическое сопротивление

23. Электрическое сопротивление соленой пластовой воды меньше, чем пресной воды.

24. Электрическое сопротивление соленой пластовой воды больше, чем пресной воды.

25. Электрическое сопротивление пород зависит от характера их насыщения (нефть, вода).

26. Электрическое сопротивление пород не зависит от характера их насыщения (нефть, вода).

27. Проводимость электромагнитного поля в водоносных пластах больше, чем в нефтеносных.

28. Проводимость электромагнитного поля в водоносных пластах меньше, чем в нефтеносных.

29. Диэлектрическая проницаемость воды больше, чем нефти.

30. Диэлектрическая проницаемость воды меньше, чем нефти.

31. Скелет породы проводит электрический ток.

32. Скелет породы не проводит электрический ток.

33. Осадочные породы обладают ионной проводимостью, которая зависит от минерализации пластовой воды.

34. Осадочные породы обладают электронной проводимостью, которая зависит от минерализации пластовой жидкости.

35. Электрические свойства осадочных горных пород связаны с ионной проводимостью и зависят от содержания ионов солей натрия и хлора.

36. Электрические свойства осадочных горных пород связаны с электронной проводимостью и не зависят от содержания ионов солей натрия и хлора.

37. Радиоактивность горных пород зависит от содержания радиоактивных элементов урана, тория и калия.

38. Радиоактивность горных пород не зависит от содержания радиоактивных элементов урана, тория и калия.

39. Радиоактивность глин обусловлена высоким содержанием тория.

40. Радиоактивность глин обусловлена высоким содержанием урана и калия.

41. Радиоактивность битуминозных сланцев обусловлена высоким содержанием урана.

42. Радиоактивность битуминозных сланцев обусловлена высоким содержанием калия и тория.

43. Калийные соли обладают низкой радиоактивностью.

44. Калийные соли обладают повышенной радиоактивностью.

45. Карбонатные породы обладают низкой радиоактивностью.

46. Карбонатные породы обладают высокой радиоактивностью.

47. Пласты с высоким водородосодержанием отмечаются низкими значениями по НК.

48. Пласты с низким водородосодержанием отмечаются высокими значениями по НК.

49. Глины отмечаются минимальными значениями плотности по ГГК.

## **ГИС-техсостояние скважины**

1. По АКЦ определяют контакт цементного камня с колонной и породой.
2. По АКЦ определяют плотность цементного камня за колонной.
3. По ГГЦ определяют контакт цементного камня с колонной и породой.
4. По ГГЦ определяют плотность цементного камня за колонной и толщину колонны.
5. По ЭМДСТ определяют контакт цементного камня с колонной и породой.
6. По ЭМДСТ определяют толщину колонны и интервалы не герметичности колонны.
7. По ГГЦ определяют уровень подъема цемента.

## **ГИС-контроль за разработкой**

1. По ИННК определяют характер насыщения пластов в не перфорированной колонне.
2. По ИННК определяют характер насыщения пластов в перфорированной колонне при работе насоса.
3. По ВТ (термометрия) выделяют интервалы работающих пластов, не герметичность колонны и заколонные перетоки.
4. По ВТ (термометрия) определяют состав флюида.
5. По РЕЗ (резистивиметр) и ВЛ (влагомер) определяют состав флюида.
6. По ВТ (термометрия) определяют объем и состав флюида.
7. По РГД (расходомерия) определяют объем флюида.
8. По СТД (термометрия) определяют интервалы притока флюида.
9. По СТД (термометрия) определяют состав флюида.
10. По БМ (барометрия) определяют плотность (состав) флюида.
11. По ИННК время жизни нейтронов в нефтеносных пластах больше, чем в водоносных.
12. По ИННК время жизни нейтронов в нефтеносных пластах меньше, чем в водоносных.

13. По ИННК время жизни нейтронов в нефтеносных пластах меньше, чем в газоносных.

14. По ИННК время жизни нейтронов в газоносных пластах больше, чем в водоносных.

15. По ИННК время жизни нейтронов в газоносных пластах меньше, чем в водоносных.

### Список литературы

1. *Губина А.И.* Геофизические методы стратиграфической корреляции: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во ПГТУ, 2010.

2. *Губина А.И., Плешков Л.Д., Луппов В.И.* Петрофизика: учеб. пособие. Пермь: Изд-во ПГТУ, 2016.

3. *Золоева Г.М., Лазуткина Н.Е.* Комплексная интерпретация геофизических данных с целью оценки параметров коллекторов: учеб. пособие. М.: МАКС Пресс, 2009. 148 с.

4. Компьютерная интерпретация данных геофизических исследований скважин: учеб. пособие / *А.И. Губина, Л.Н. Костливых, Е.С. Зрячих, А.В. Шумилов*. Пермь: Изд-во ПГТУ, 2016.

5. *Косков В.Н., Косков Б.В.* Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007. 316 с.

6. *Латышева М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф.* Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. М.: Недра, 2008.

7. *Стрельченко В.В.* Геофизические исследования скважин: учебник для вузов. М.: Недра, 2008. 551 с.

## **Приложение**

### **Палетки и номограммы для интерпретации данных ГИС**

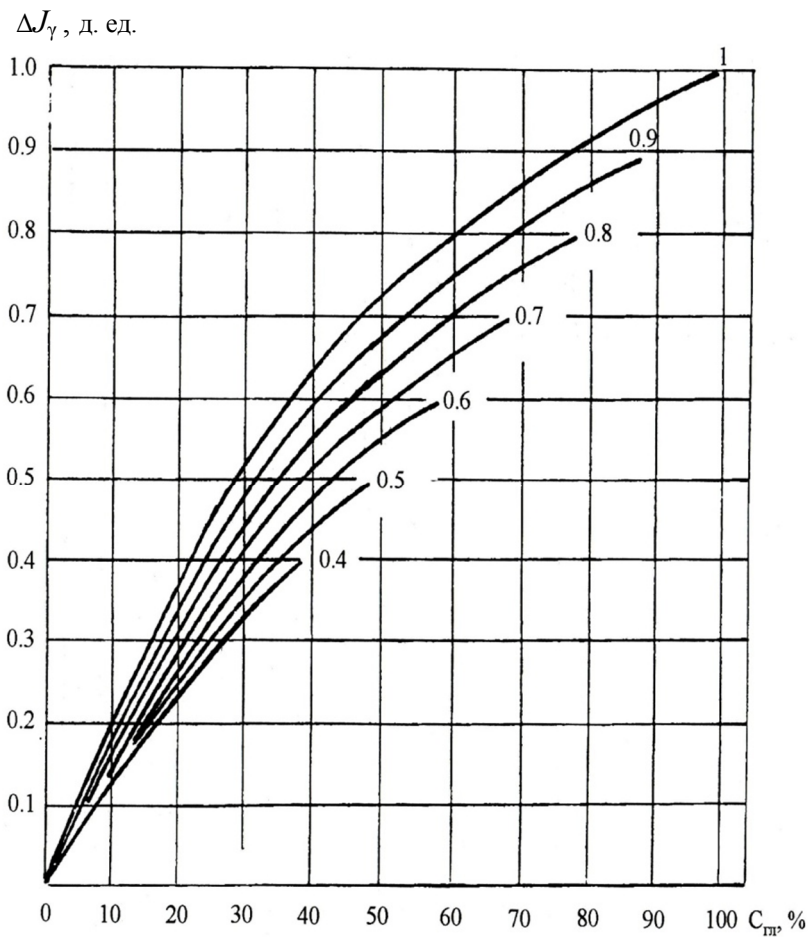


Рис. 1. Зависимость относительной интенсивности естественного гамма-излучения от глинистости пород (шифр кривых – содержание глинистой фракции в опорном пласте с максимальными показаниями ГК)

$\Delta J_{ny}$ , д. ед.

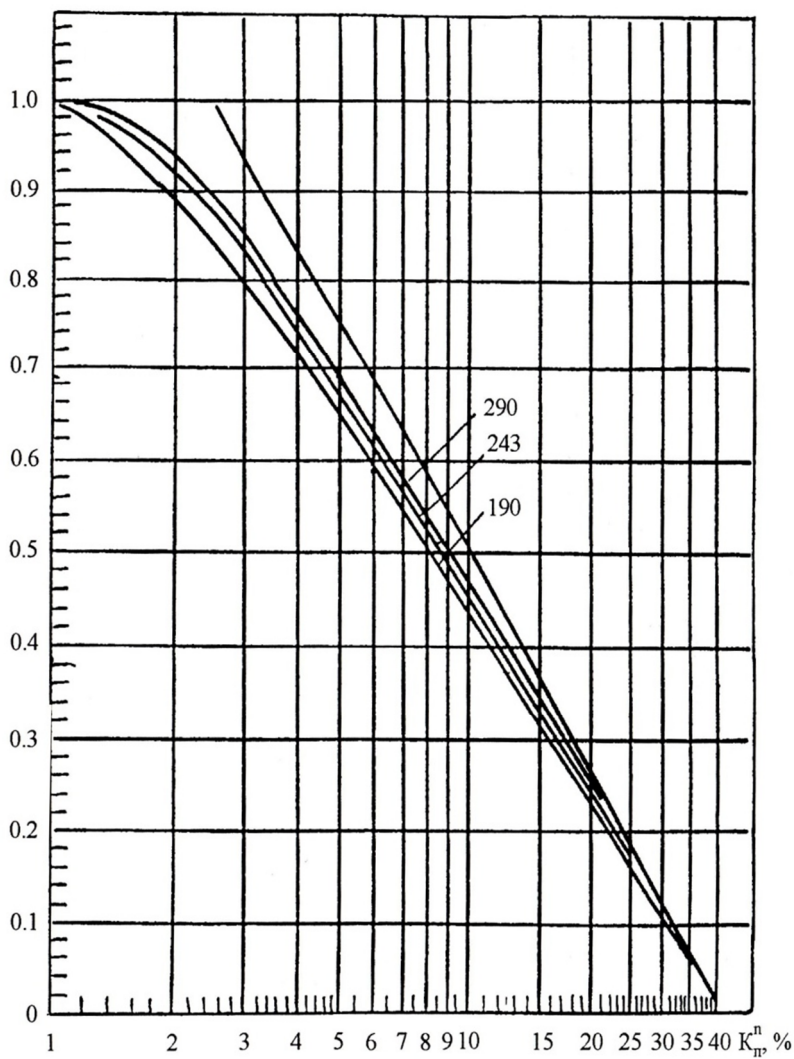


Рис. 2. Зависимость параметра  $\Delta J_{ny}$  от пористости  $k_n^n$   
(шифр кривых – диаметр скважины)

$k_{п.н}, \%$

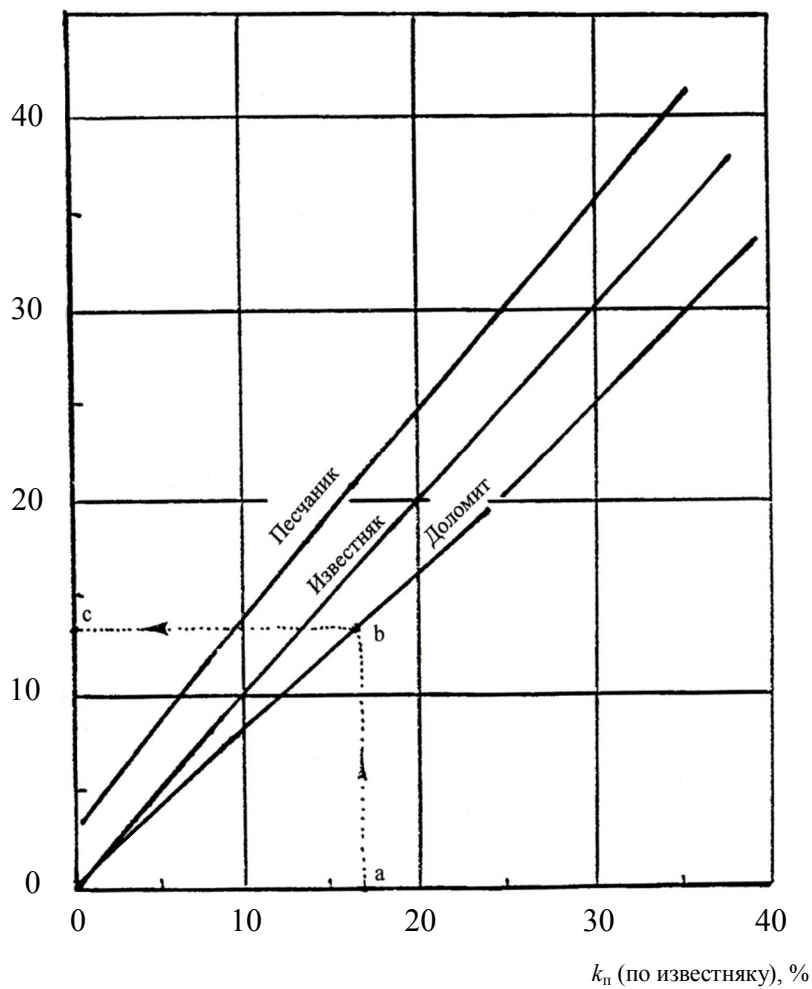


Рис. 3. Влияние состава скелета на значение нейтронной пористости  $k_{п.н}$

$\sigma, \text{ г/см}^3$

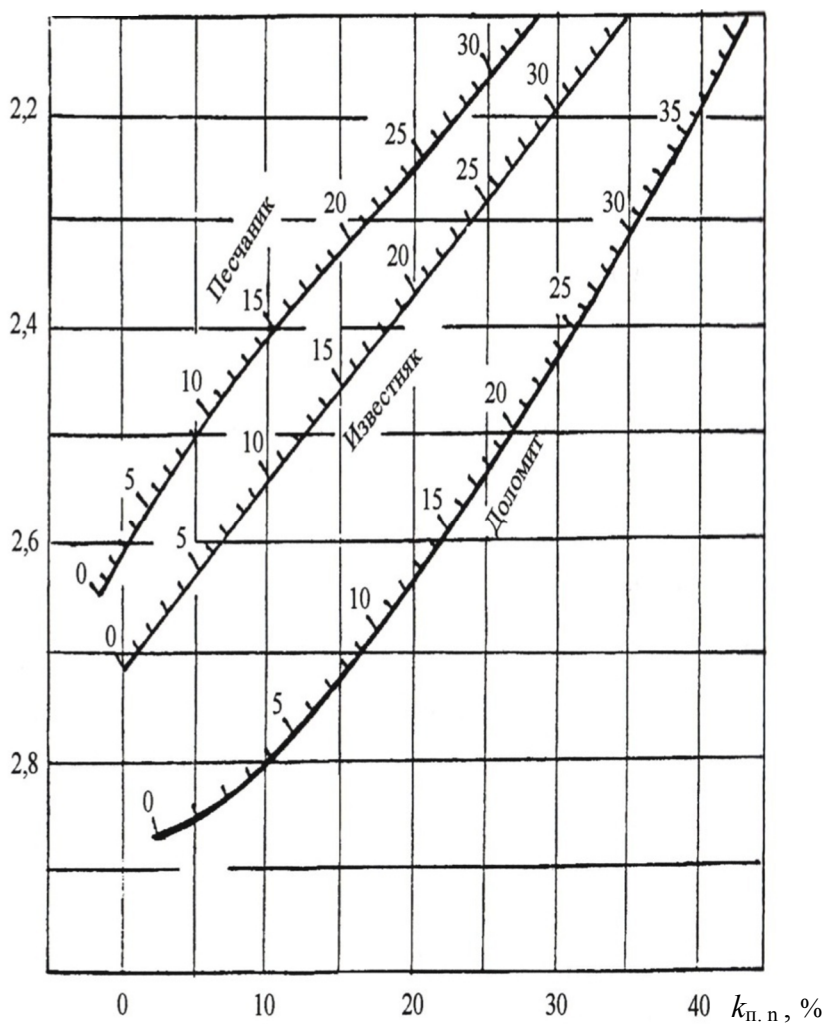


Рис. 4. Определение пористости и литологии по данным методов ГГК и НК

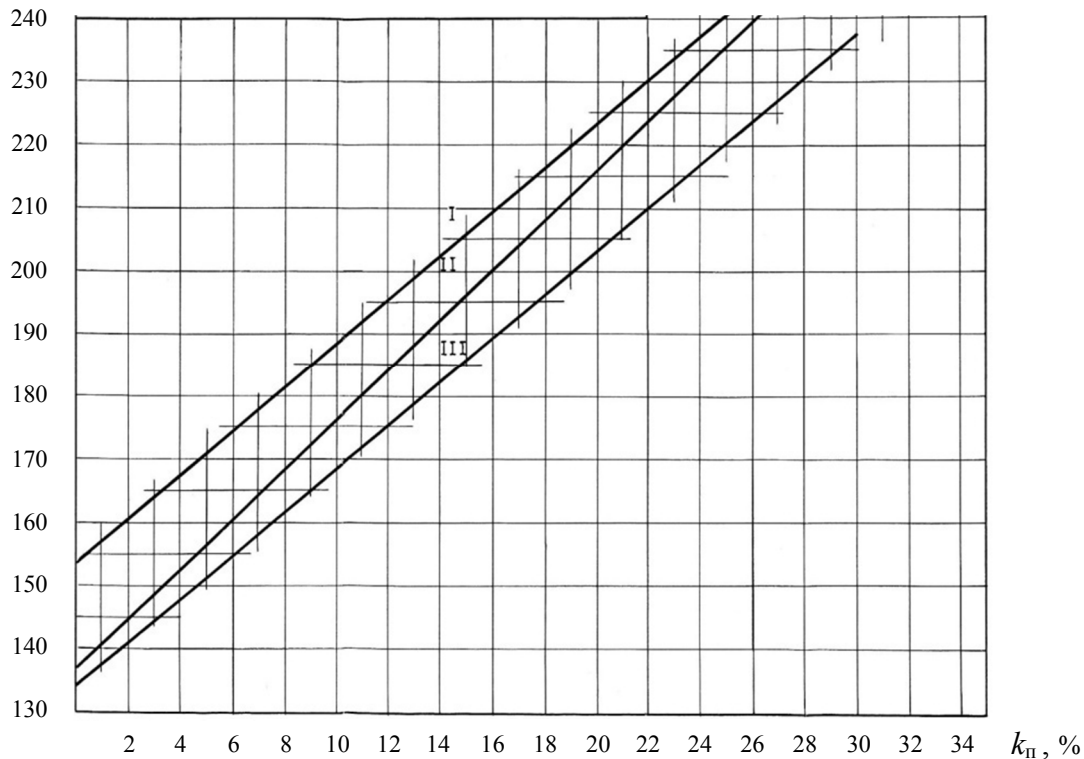
$\Delta T$ , мкс/м

Рис. 5. Определение пористости  $k_{\text{п}}$  по данным акустического каротажа:

I – для известняков, II – для доломитов с межзерновой пористостью, III – для доломитов кавернозных

$P_{\Pi}$ , д. ед.

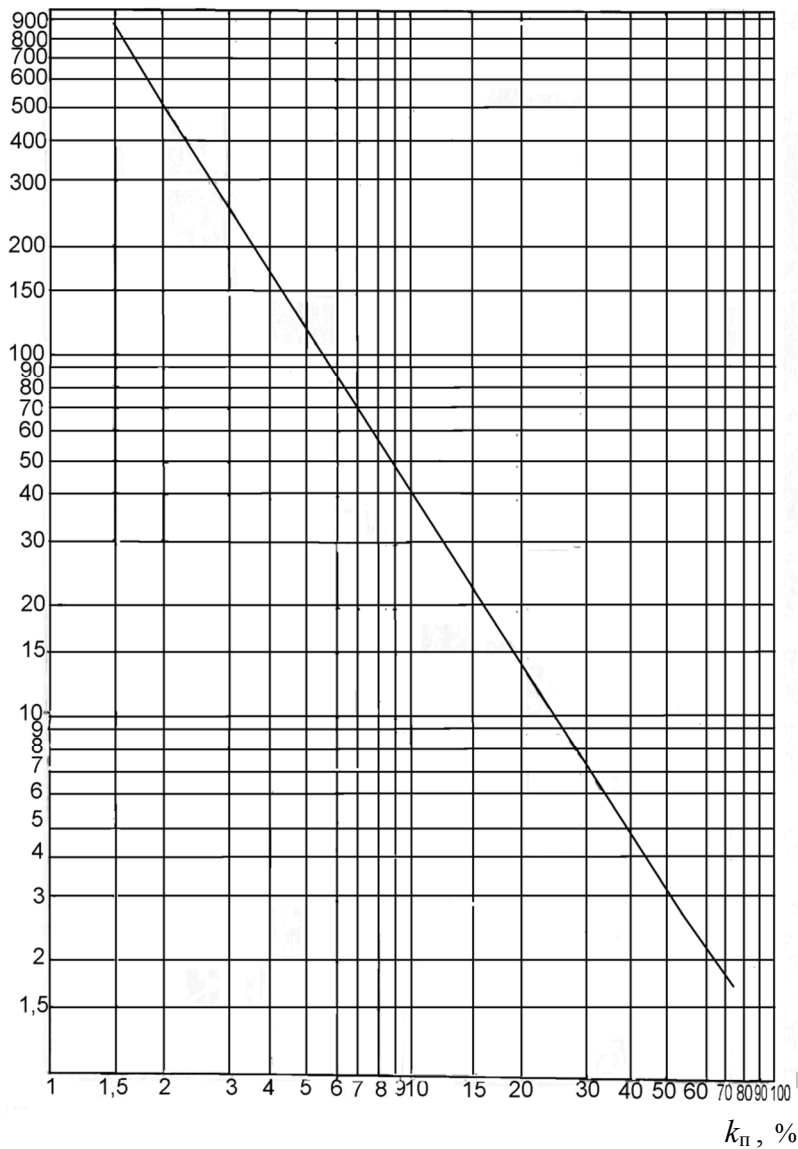


Рис. 6. Палетка для определения коэффициента пористости  $k_{\Pi}$  по параметру  $P_{\Pi}$

$P_n$ , д. ед.

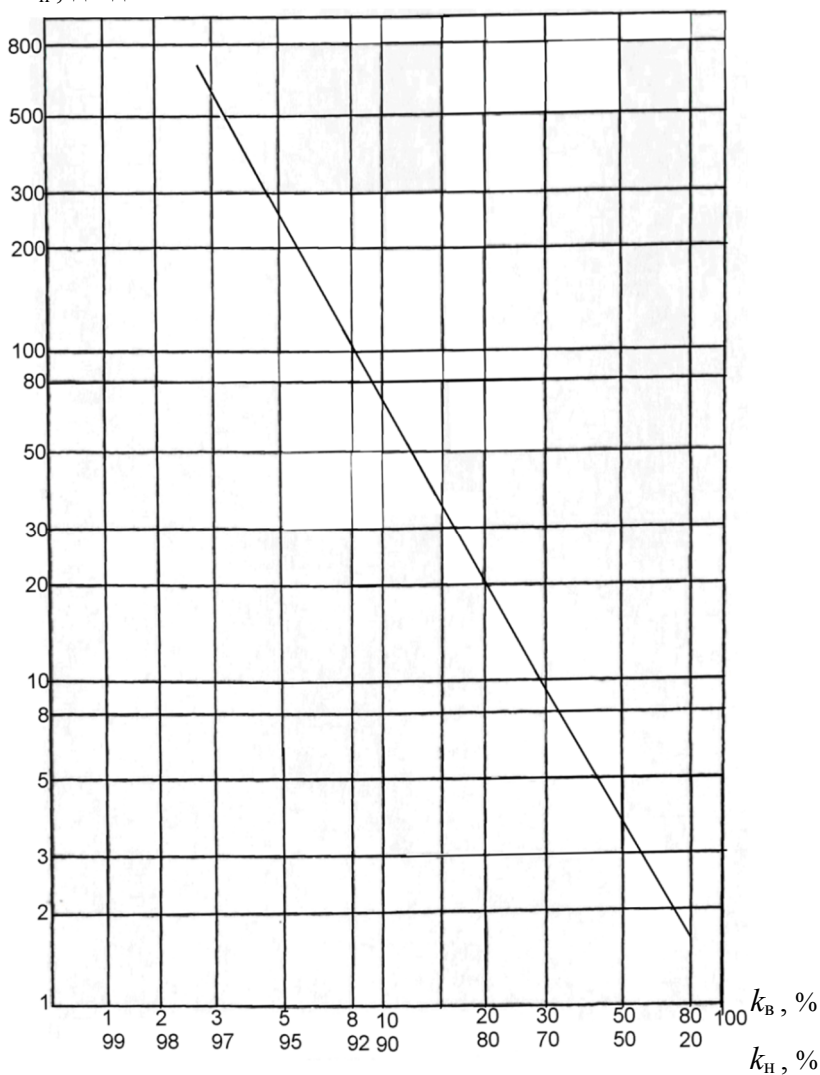


Рис. 7. Палетка для определения коэффициента водонасыщенности  $k_v$  (нефтенасыщенности  $k_n$ ) по параметру  $P_n$

$P_n$ , д. ед.

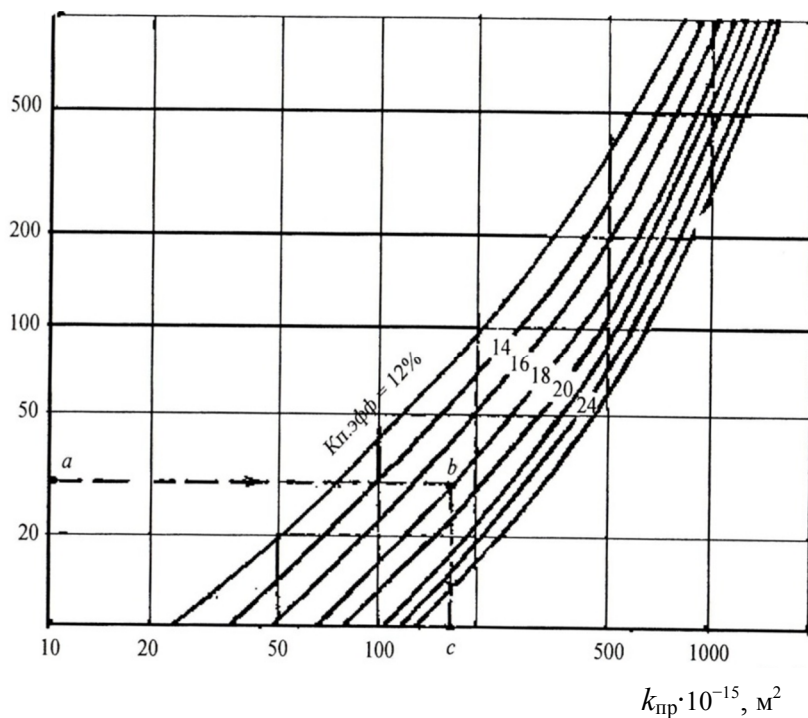
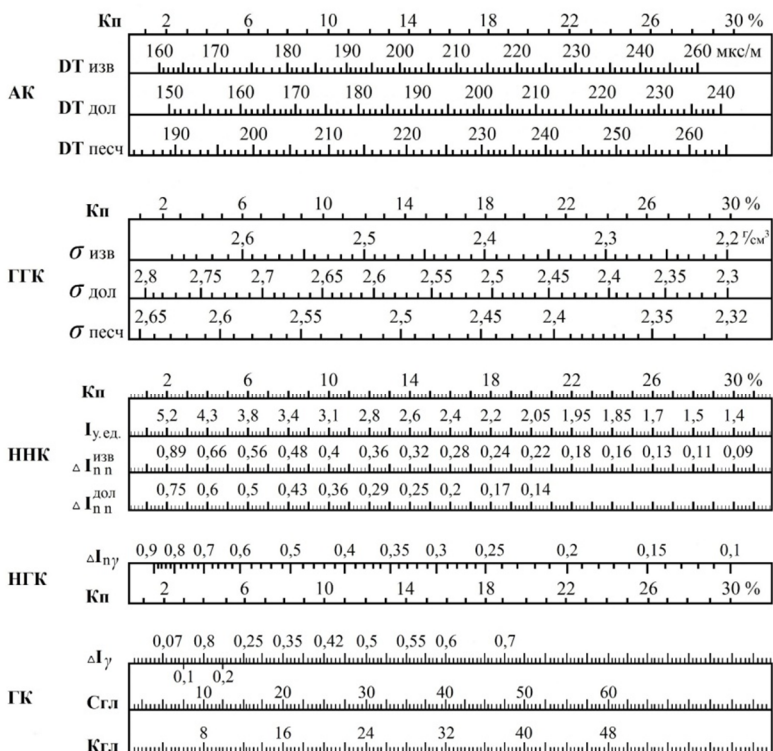


Рис. 8. Зависимости для определения коэффициента проницаемости  $k_{пр}$  для песчаников и алевролитов по параметру нефтенасыщенности  $P_n$  и  $k_{прэфф}$



$$K_n^{\text{ист}} = K_n^{\text{нк}} - 0,3 \cdot C_{\text{гл}}$$

Рис. 9. Номограмма для определения пористости ( $k_n$ ) и глинистости ( $k_{\text{гл}}$ ) по комплексу ГИС: АК (ДТР), ГГК-П ( $\sigma$ ), ННК ( $\Delta I_{nn}$ ), НГК ( $\Delta I_{ny}$ ), ГК ( $\Delta I$ ) (по данным исследований керна КО ВНИГНИ)

*Учебное издание*

**Губина Августа Ивановна**  
**Луппов Владимир Иванович**  
**Плешков Лев Дмитриевич**

# **Геофизические методы исследования скважин: лабораторные работы**

Учебное пособие

Редактор *Н. И. Стрекаловская*  
Корректор *А. В. Цветкова*  
Компьютерная верстка: *Л. Д. Плешков*

---

Подписано в печать 30.09.2019. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 6,05. Тираж 100 экз. Заказ \_\_\_\_

---

Издательский центр  
Пермского государственного  
национального исследовательского университета.  
614990 г. Пермь, ул. Букирева, 15

Типография ПГНИУ  
Пермского государственного  
национального исследовательского университета.  
614990 г. Пермь, ул. Букирева, 15