

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Оренбургский государственный университет»
Кафедра геологии

А.В. САВИНКОВ

КОМПЛЕКС МЕТОДОВ
ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ ДЛЯ
ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ
МАТЕРИАЛОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

Рекомендовано УМО по образованию в области прикладной геологии в качестве методических указаний для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальностям направления «Прикладная геология» (решение № 22-14-УМО/42 от 22.09.08)

Оренбург 2009

УДК 550.832(075.8)

ББК 33.1Я73

С 13

Рецензент

**начальник лаборатории НИИ ГТ НПФ «Оренбурггазгеофизика»,
кандидат технических наук**

В.И. Масленников

Савинков А. В.

С 13

Комплекс методов промышленной геофизики для обработки и интерпретации материалов геофизических исследований скважин: методические указания / А. В. Савинков. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2009. - 37 с.

Методические указания написаны в соответствии с требованиями образовательной программы ГОСВО – Государственные требования к минимуму содержания и уровню подготовки выпускников (введены в действие с 27.03.2000 г. Министерства образования Российской Федерации) и предназначены для студентов геологических специальностей высших учебных заведений.

ББК 33.1Я73

©Савинков А.В., 2009

©ГОУ ОГУ, 2009

Содержание	стр
Введение	4
1 Основы работы с программой	4
2 Комплект планшетов геофизических исследований скважин	5
3 Основы компьютерной обработка и интерпретации промыслово-геофизического материала	6
3.1 Лабораторная работа № 1. Обработка и интерпретация первичного промыслово-геофизического материала	6
3.2 Лабораторная работа № 2. Литологическое расчленение разреза скважин	9
3.3 Лабораторная работа № 3. Выделение коллекторов по комплексу ГИС-бурение	13
3.4 Лабораторная работа № 4. Определение характера насыщения коллектора	17
3.5 Лабораторная работа № 5. Определение качества цементирования заколонного пространства	25
3.5 Лабораторная работа № 6. Контроль технического состояния колонн	30
3.7 Лабораторная работа № 7. Использование компьютерных технологий для обработки и интерпретации материалов ГИС	32
Список использованных источников	37

Введение

В практическом руководстве [1] приводится описание методики обработки и интерпретации результатов геофизических исследований скважин, в приложении помещен материал методов промысловой геофизики. Непродолжительная практика лабораторных работ показала частичную ограниченность и неполноту материала геофизических исследований скважин (ГИС) для осуществления всех заданий, предлагаемых в руководстве. Возникла необходимость в пополнении упущенных возможностей.

Предлагаемый в данных методических указаниях материал представлен в цифровом виде, выполнен в цветном исполнении, в реальном масштабе геофизических параметров и глубин. Благодаря прилагаемой программе промыслово-геофизический материал может быть просмотрен на экране компьютера, а также могут быть визуально сняты показания глубин и геофизических параметров, что позволяет проводить компьютерную обработку и интерпретацию. Имея в наличии цифровые диаграммы возможно в любое время вывести их на бумажный носитель, что дает возможность пополнения фондов материалом с течением времени.

Приведенные выше планшеты методов ГИС составлены на основе производственных материалов, полученных при геологоразведочных работах и контроле разработки нефтегазовых месторождения в Урало-Поволжском регионе.

1 Основы работы с программой

Войти в программу «DSView. exe», щелкнув 2 раза левой кнопкой мыши.

В окне войти последовательно:

- файл;
- открыть.

Появится папка с планшетами («Комплект планшетов»), далее выбрать файл. Двойным щелчком мыши открыть планшеты. В различных масштабах просмотреть планшеты.

Для печати планшетов щелкните левой кнопкой последовательно:

-файл;

-печать.

Установите имя принтера. Войдите в просмотр для проверки соответствия ширины одного или нескольких планшетов и принтера. После просмотра щелкните «ОК» для вывода планшета на бумажный носитель.

2 Комплект планшетов геофизических исследований скважин

Планшеты приведены в цифровом виде в файлах №№ 1-7.

Комплексы методов ГИС в планшетах соответствуют следующим направлениям промысловой геофизики:

-комплекс методов электрометрии для отбивки кровли и подошвы пластов (файл 1.dds, 2 планшета);

-комплекс ГИС-бурение для литологического расчленения разреза (файл 2.dds, 3 планшета);

-комплекс ГИС-бурение для выделения коллекторов в песчано-глинистом разрезе (файл 3.dds, 4 планшетов);

-комплекс ГИС-бурение для выделения коллекторов в карбонатном разрезе (файл 4.dds, 5 планшетов);

-комплекс ГИС-техническое состояние для определения качества цементажа колонн (файл 5.dds, 3 планшета);

-комплекс ГИС-техническое состояние для контроля колонн (файл 6.dds, 3 планшета);

-комплекс ГИС-бурение для автоматизированной интерпретации материала (файл 7.dds, 4 планшета).

3 Основы компьютерной обработки и интерпретации промыслово-геофизического материала

По прилагаемым электронным планшетах, после их вывода на дисплей компьютера, студентам предлагается выполнение лабораторных работ по обработке и интерпретации промыслово-геофизического материала. Основы интерпретации приводятся в начале каждой работы. Суть всех заданий по лабораторным работам сводится к выделению на планшетах интервалов различных литотипов пород, коллекторов, качества цементирования колонн, состояния самих колонн и так далее. Оформление результатов работ осуществляется в основном путем указания аномальных участков, заполнения соответствующих таблиц.

3.1 Лабораторная работа № 1.

Обработка и интерпретация первичного промыслово-геофизического материала

3.1.1 Цель работы

Научить студентов навыкам работы с диаграммным материалом.

3.1.2 Основы обработки и интерпретации первичного материала

В промысловой геофизике результаты измерений в скважинах изображаются в виде диаграмм, представляющих собой графики изменения геофизических параметров (ГП) в функции глубины скважины.

Количественные значения ГП отображаются обычно в арифметическом масштабе. В случае большого разброса изменений параметров методов ГИС используется арифметический масштаб с несколькими диапазонами изменения ГП (обычно кратными 5), либо применяется логарифмическая шкала (рисунок 1).

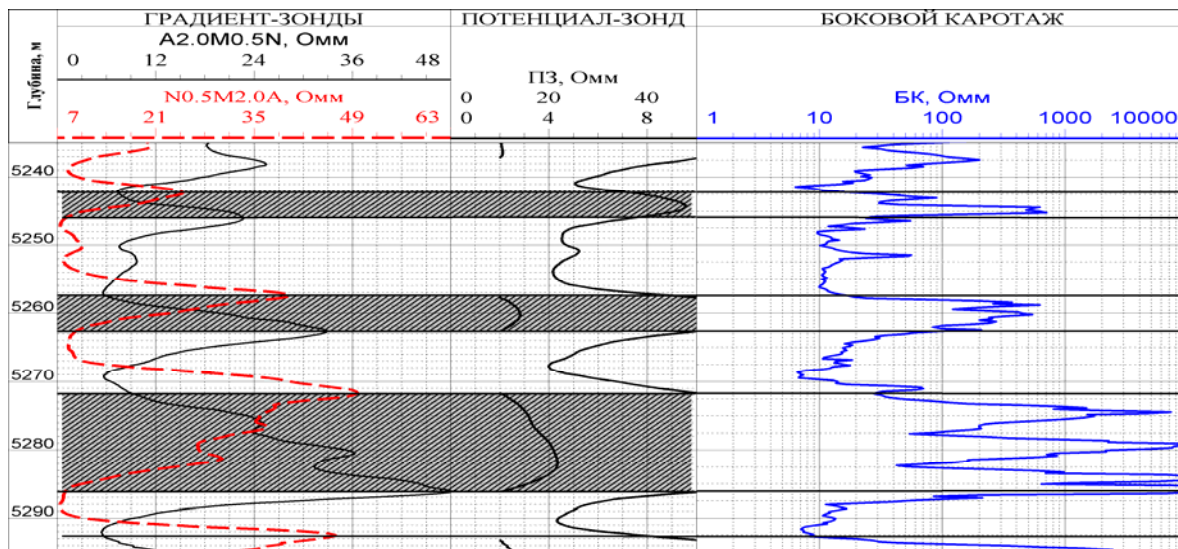


Рисунок 1 - Промыслово-геофизическая характеристика методов электрометрии

Глубины представляются на планшетах методов ГИС в масштабах записи: 1:100; 1:200; 1:500; 1:1000 и др., где первые два масштаба являются детальными. Точность снятия глубин определяется масштабом записи. При масштабе 1:200 рекомендуемая точность составляет десятые доли метра, при масштабе 1:1000-до 1м.

Особенности отбивки кровли и подошвы пластов регламентируются разновидностью методов ГИС, типом зондовой установки. Различают симметричные (диаграммы метода симметричные относительно середины пласта) и несимметричные зонды. В общей сложности, симметричный зонд-это зонд, отбивающий равным образом кровлю и подошву пласта. Несимметричные зонды отбивают либо кровлю, либо подошву пластов. Потенциал-зонды (ПЗ) являются симметричными, последовательные

(подошвенные) и обращенные (кровельные) градиент-зонды (ГЗ) метода КС-несимметричные.

Кровля и подошва пласта большой толщины (толщина пласта превышает пятикратное увеличение размера зонда) по диаграммам потенциал-зонда находится следующим образом. На кривых ПЗ определяют 2 точки крутого подъема в кровле и подошве пласта, от которых в сторону вмещающих пород откладывается половина длины зонда. Через новые точки кривой проводят параллельные прямые, определяющие кровлю и подошву пласта. В общем случае по симметричным кривым кровля и подошва пластов отбиваются по резкому увеличению или уменьшению показаний методов.

Для градиент-зондов существует следующее правило интерпретации первичного материала. Подошва пласта большой мощности и высокого сопротивления фиксируется по максимуму на кривой последовательного градиент-зонда, кровля-по минимуму. Кровля этого же пласта выделяется и по максимальным значениям обращенного ГЗ. На рисунке 1 приведена отбивка кровли и подошвы высокоомного пласта градиент-зондами, потенциал-зондом, симметричным методом БК. Из рисунка следует, что по симметричным относительно середины пластов кривым (потенциал-зонда, БК) кровля-подошва определяется по одним и тем же правилам. Кровля-подошва пластов по кривым градиент-зондов отбивается различно в зависимости от типа зонда. Штриховкой на рисунке показаны выделенные по электрометрии пласты высокого сопротивления.

Отсчет показаний геофизических параметров зависит от метода ГИС, толщины выделенного пласта, дифференциации кривых. При толщине пласта менее 1 м. по симметричным зондам фиксируются экстремальные значения ГП (min, max). В случае высокой степени неоднородности и достаточной толщины пласта отсчитываются два значения: минимальное и максимальное. При интерпретации БК считываются средневзвешенные по толщине значения электрического сопротивления. Средние показания ГП обычно приемлемы при невысокой степени дифференциации кривых и толщине пласта более 1 м.

3.1.3 Задание по лабораторной работе

1. Просмотреть на планшете, предложенным преподавателем, все кривые методов ГИС, шкалы их ГП и масштабы глубин (файл 1.dds, 1-2 планшеты).

2. По указанным диаграммам выделить пласты с низкими либо высокими значениями ГП. При отбивке пластов необходимо руководствоваться правилами, описываемыми выше.

3. Снять показания ГП выделенных пластов.

3.1.4 Оформление результатов лабораторной работы

Составить таблицу, в которую внести интервалы выделенных пластов, их толщины, значения геофизических параметров. Оформить отчет по работе.

3.2 Лабораторная работа № 2.

Литологическое расчленение разреза скважин

3.2.1 Цель работы

Научиться студентов расчленять методами ГИС-бурение разрез осадочного чехла на литологические типы пород.

3.2.2 Методика выделения литотипов пород по материалу ГИС

Расчленение геологического разреза скважины предусматривает установление литологических типов слагающих его пород, а также границ между ними. Расчленение разреза выполняется по комплексу ГИС-бурение.

Комплекс ГИС включает следующие методы: ГК, НГК, кавернометрия (КВ), методы кажущихся сопротивлений (КС), БК, метод естественных потенциалов (ПС), АК (Δt). Ниже даются краткие указания по литологическому расчленению разрезов скважин с помощью этих методов.

Глины на каротажных диаграммах характеризуются следующими признаками:

- на диаграммах КС и БК против глин обычно регистрируются низкие значения кажущегося сопротивления;
- на диаграммах ПС глинам отвечают положительные аномалии;
- на кривых ГК глины отмечаются максимальными показаниями, на кривых НГК-низкими значениями;
- интервальное время по АК против глин составляет 220-260 мкс/м;
- по данным КВ ствол скважин глинистых пород, как правило, увеличен.

Песчаники и карбонатные коллекторы характеризуются следующим:

- нефтегазонасыщенным песчаникам и карбонатным породам свойственны высокие значения сопротивления, водонасыщенным – пониженные;
- на диаграммах ПС песчаникам и проницаемым разностям карбонатных пород отвечают отрицательные аномалии, амплитуда которых уменьшается с увеличением глинистости пород;
- в песчаниках и поровых карбонатных коллекторах диаметр скважины обычно уменьшается за счет образования глинистой корки, в кавернозных и трещиноватых карбонатных породах - несколько увеличивается.

Алевролитовые породы характеризуются промежуточными показаниями методов ГИС между песчаниками и глинами.

Плотные разности карбонатных пород характеризуются:

- повышенными значениями сопротивления на кривой КС, БК;
- обычно неизменным диаметром скважины.

Эвапоритовые отложения выделяются максимальными показаниями методов КС, БК. Показания НГК в ангидритах по сравнению с солями имеют пониженные значения, гипсы характеризуются низкими показаниями НГК.

Результаты расчленения разреза скважины изображаются на каротажной диаграмме в левой ее стороне в виде литологической колонки (рисунки 2, 3).

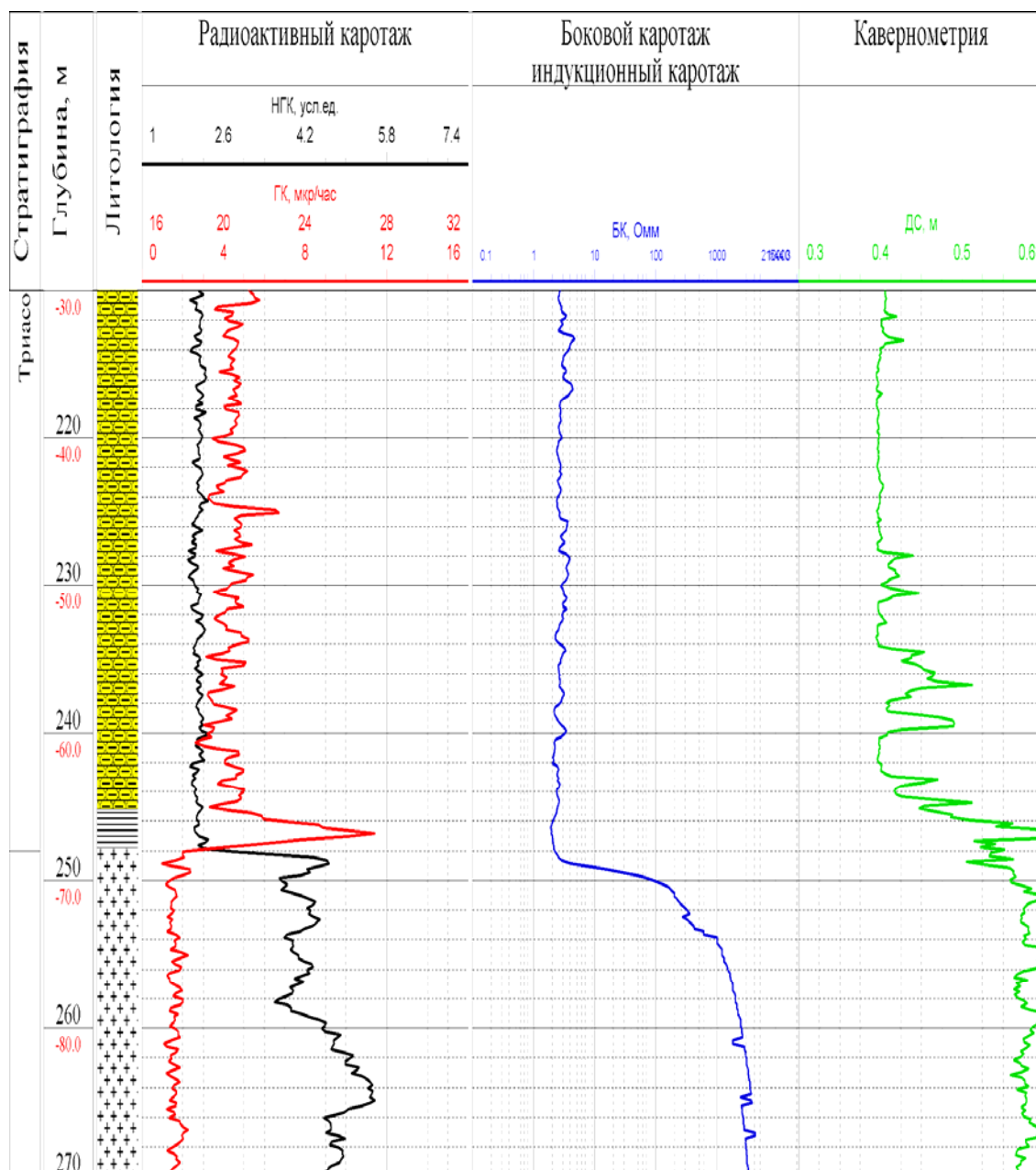


Рисунок 2- Выделение литотипов пород по комплексу ГИС

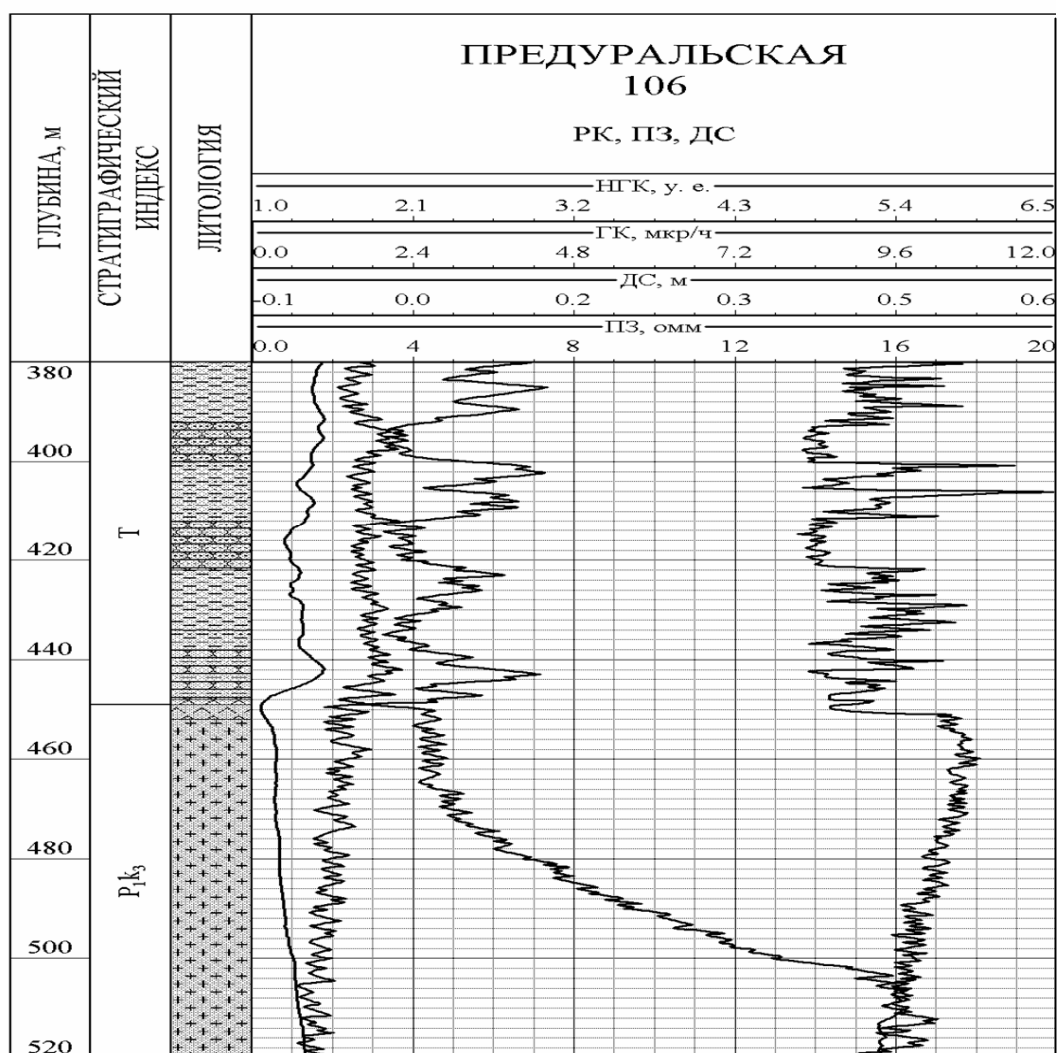


Рисунок 3- Литологическое расчленение разреза в терригенной толще

3.2.3 Задание по лабораторной работе

Выделить в пределах предлагаемого разреза скважины пласты с разной литологической характеристикой. Для расчленения разрезов скважин на пласты и прослой с разной литологической характеристикой изучается по типовому разрезу геофизическая характеристика разновидностей пород (рисунок 2, рисунок 3), затем выполняется интерпретация диаграмм по скважинам, указанным в задании (файл 2.dds, 1-3 планшеты).

Границы пластов проводятся по средним значениям методов ПС, ГК, НГК, БК, АК.

3.2.4 Оформление результатов лабораторной работы

Составить таблицу, в которую внести границы пластов различного литологического состава, обозначить литологию. Описать литологическую характеристику разреза.

3.3 Лабораторная работа №3.

Выделение коллекторов по комплексу ГИС-бурение

3.3.1 Цель работы

Приобретение навыков выделения коллекторов по качественным признакам на диаграммах ГИС и количественным критериям геолого-геофизических параметров в карбонатном и песчано-глинистом разрезах.

3.3.2 Теоретические основы выделения коллекторов

Коллекторы это горные породы, которые содержат пластовый флюид и которые способны отдавать последний при разработке. Методика выделения порово-проницаемых коллекторов по данным промысловой геофизики основана на использовании качественных признаков и количественных критериев.

Прямыми качественными признаками движения флюидов в поровом пространстве является проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласты, фиксируемое по методикам ГИС. Радиальная зона порово-проницаемых коллекторов определяется низкими значениями МБК и МКЗ,

превышением показаний МПЗ над МГЗ. В плотных породах значения МКЗ и МБК высокие, приращение МПЗ над МГЗ отсутствует. В глинах показания МКЗ и МБК низкие. При бурении скважин на глинистом растворе против проницаемых пластов на стенке скважины образуется глинистая корка, фиксируемая по диаграммам профилометрии, коркометрии. Разноглубинные методы электрометрии (многозондовый БК) также отмечают наличие зоны проникновения. При понижающем проникновении фильтрата бурового раствора показания меньшего по размеру зонда будет меньше чем большего.

Использование количественных критериев продуктивных коллекторов заключается в выделении коллекторов по значениям коэффициентов пористости и геофизических параметров, превышающих граничные значения, установленные экспериментально. Нижний предел коэффициента пористости карбонатных коллекторов равняется 5-7 %. Для песчано-глинистых пород нижний предел пористости обычно выше и соответствует 7-10 %. Нижние значения геофизических параметров устанавливаются индивидуально в каждом конкретном случае.

Выделение коллекторов.

Терригенные коллекторы отличаются от карбонатных отложений по составу, структуре порового пространства, параметрам, способам выделения. Ниже приводится промыслово-геофизическая характеристика терригенных и карбонатных коллекторов.

Терригенные коллекторы.

По гранулометрическим фракциям выделяют: псаммитовые породы с размером зерен $>0,1$ мм, алевритовые породы с размером зерен $0,1 - 0,01$ мм, глинистые породы с размером $< 0,01$ мм.

Породы с размером зерен $> 0,1$ мм являются песчаниками, а при отсутствии в них пелитовой фракции чистыми от глин коллекторами.

Промыслово-геофизическая характеристика песчаников следующая.

На фоне глинистых пород песчаники выделяются:

-низкими значениями показаний ПС, ГК;

- средними показаниями метода НГК (между известняков и глиной);
- наличием глинистой корки против проницаемых коллекторов;
- положительным расхождением МКЗ.

На рисунке 8 приведен комплекс ГИС и определение коллекторов. Штриховкой на рисунке показаны выделенные коллекторы.

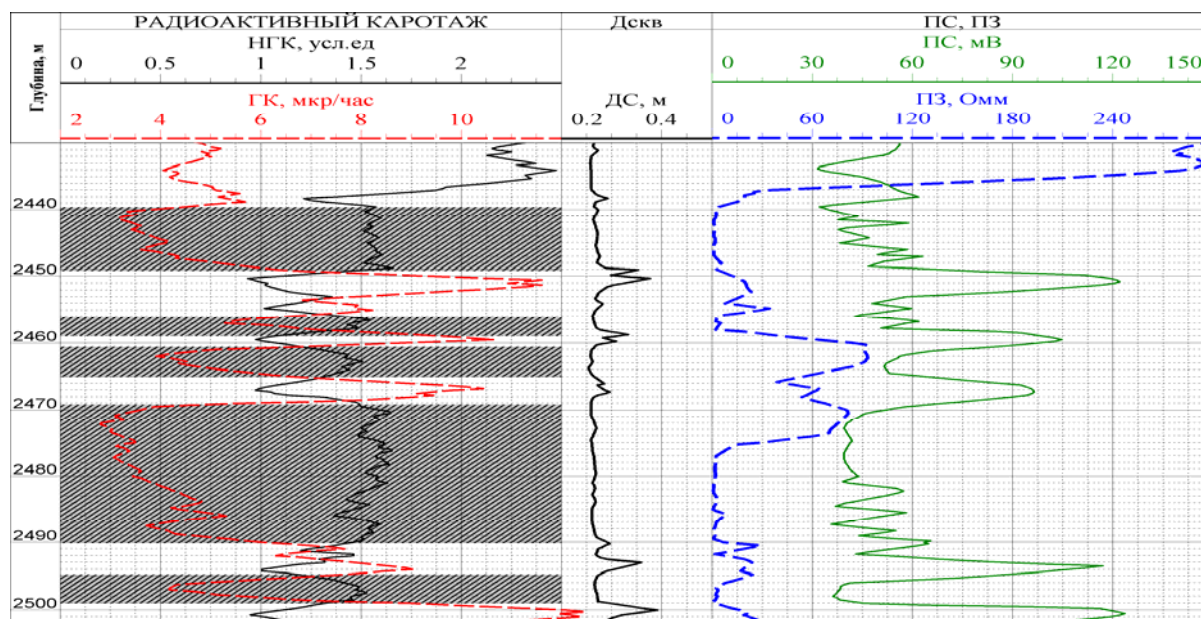


Рисунок 4 - Выделение коллекторов в песчано-глинистом разрезе

Карбонатные коллекторы.

Карбонатные коллекторы (известняки, доломиты) подразделяются на межгранулярные (порово-проницаемые), трещинные, смешанные (порово - каверно-трещинные или трещинно-каверново-поровые). Рассмотрим выделение порового-проницаемых коллекторов. Задача выделения порово-проницаемых коллекторов (смешанный тип карбонатных коллекторов по своим геофизическим свойствам близки к порово-проницаемым коллекторам) в карбонатном массиве сводится к дифференциации их от плотных, непроницаемых и глинистых пород.

По нижнему пределу пористости $K_p \geq 6\%$ (для ОНГКМ) выделяем все пористые пласты (у которых $K_p \geq 6\%$). Среди поровых пород по данным МКЗ,

МБК определяем проницаемые коллекторы (рисунок 9). Штриховкой на диаграмме НГК выделены породы с пористостью 6 % и более, штриховкой на диаграмме МБК выделены порово-проницаемые коллекторы. По ГК, КВ дифференцируем глинистые породы, которые не являются коллекторами, от коллекторов.

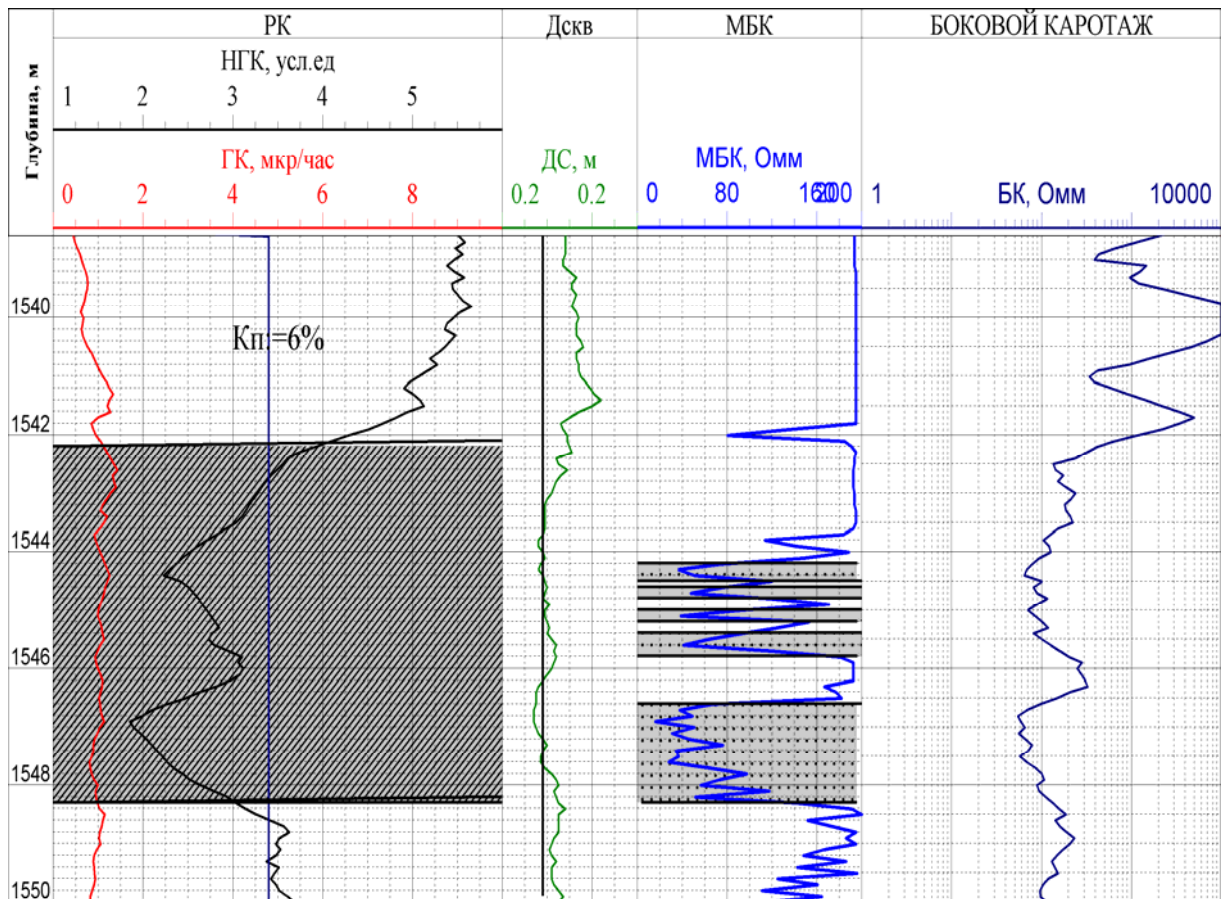


Рисунок 5 - Выделение коллекторов в карбонатном разрезе

3.3.3 Задание по лабораторной работе

1. По комплексу промыслово-геофизических методов, представленных преподавателем (файл 3.dds, 1-4 планшеты), выделить коллекторы в терригенном разрезе.

2. По комплексу промыслово-геофизических методов, предоставленных преподавателем (файл 4.dds, 1-5 планшеты), выделить коллекторы в карбонатном разрезе.

3.3.4 Оформление результатов лабораторной работы

Составить таблицы, в которые внести интервалы коллекторов, их эффективные толщины, параметры коллекторов.

4 Лабораторная работа №4.

Определение характера насыщения коллектора

3.4.1 Цель работы

Ознакомление с основными методиками определения нефтегазонасыщенности коллекторов по данным ГИС.

3.4.2 Теоретические основы определения нефтегазонасыщения

Коэффициент нефтегазонасыщения ($K_{нг}$) – это объем порового пространства занятый УВ к общему объему пор. Обычно $K_{нг} + K_{в} = 1$. Это соотношение используется на практике для определения $K_{нг}$ через $K_{в}$ по данным электрометрии.

Остаточная вода бывает свободной (в виде капель) и связанной (прочно и рыхлосвязанной) $K_{в} = K_{во} + K_{в.подв}$. В зоне предельной нефтегазонасыщенности подвижная вода отсутствует и $K_{в} = K_{во}$. В чистых коллекторах при $K_{во} < 25\%$ остаточная вода прочно связана.

При вытеснении УВ из пласта водой в нем остается часть нефти, которая не вытесняется при многократной промывке породы водой. Отношение объема остаточной нефти к объему порового пространства представляет коэффициент остаточной нефтегазонасыщенности ($K_{но}$).

По данным электрометрии определяют коэффициент водонасыщенности, который в сумме с коэффициентом нефтегазонасыщенности составляют 100 %. Это возможно сделать в случае высокой минерализации пластовых вод. Раздельного определения по электрометрии K_n и K_g нефтегазовых коэффициентов не представляется возможным.

Различия нейтронных параметров нефти, газа и высокоминерализованной воды используют для определения K_n и K_g с помощью импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК).

Для предельно нефти и газонасыщенных коллекторов коэффициенты K_n , K_g находят по результатам анализов керна: $K_n=1-K_{во}$ и $K_g=1-K_{во}-K_{но}$.

По данным ГИС определение характера насыщения проводится на качественном и количественном уровнях.

Существует два основных способа качественного определения насыщения: метод нормализации диаграмм и метод палеток (номограмм)

При способе нормализации определения характера насыщения используются методы пористости: НГК, АК и методы насыщения: БК, ИК. Проводится нормализация методов НГК-БК (с помощью компьютерных программ), за опорную диаграмму берется метод НГК, за нормализуемую - кривая $\log(BK)$. Нормализация (приведение к единому масштабу) проводится по двум опорным пластам с 0 и максимальным насыщением. В результате такой операции против нефтегазонасыщенных коллекторов будет отмечаться приращение БК над НГК (рисунок 6).

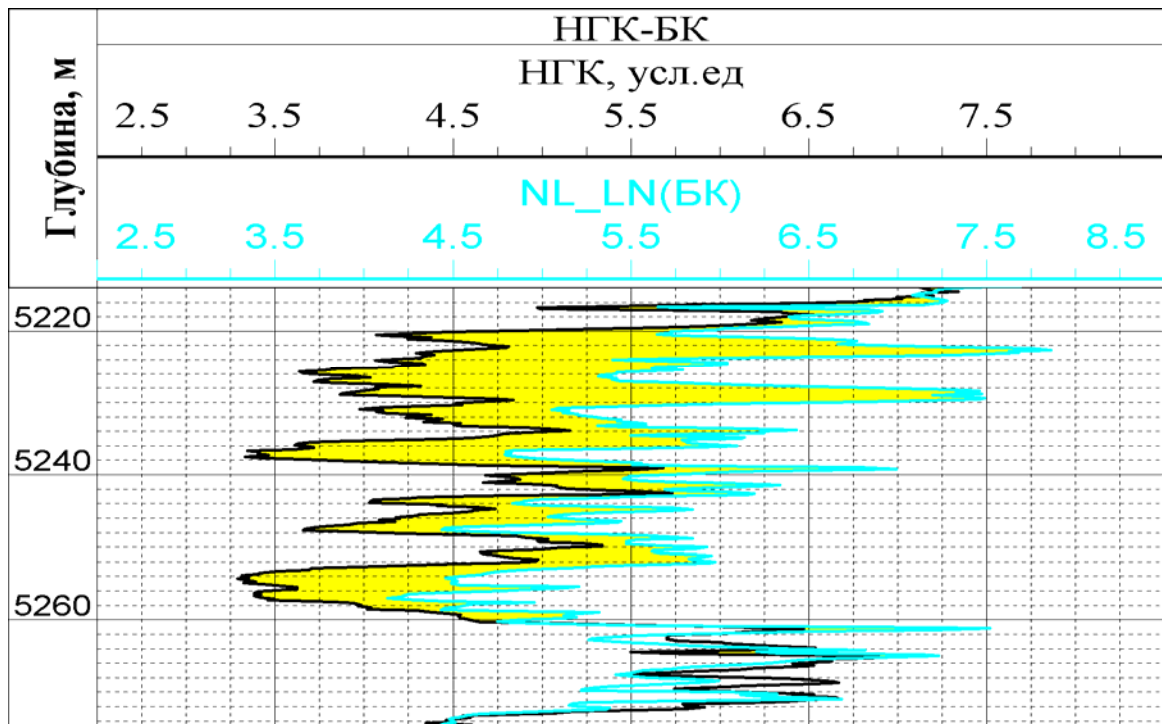


Рисунок 6 - Нормализация НГК-ln (БК) с целью определения характера насыщения пластов

Метод номограмм.

На основе керновых и промыслово-геофизических данных строятся экспериментальные зависимости двух или более параметров для пластов с известным насыщением (подтверждено испытанием). Снимая показания промыслово-геофизических методов против изучаемых пластов, рассчитываем требуемые параметры. Располагая построенными палетками, наносим полученные параметры на график. Точки координат попадают в определенные зоны различного насыщения, которые, с большой долей вероятности, отражают истинное положение пластов. На рисунке 7 приведена номограмма для определения характера насыщения терригенных отложений, представляющей из себя график зависимости параметра насыщения (P_n) от пористости пород. Условными знаками показаны зоны нефтенасыщенных, водонасыщенных и водонефтенасыщенных пластов.

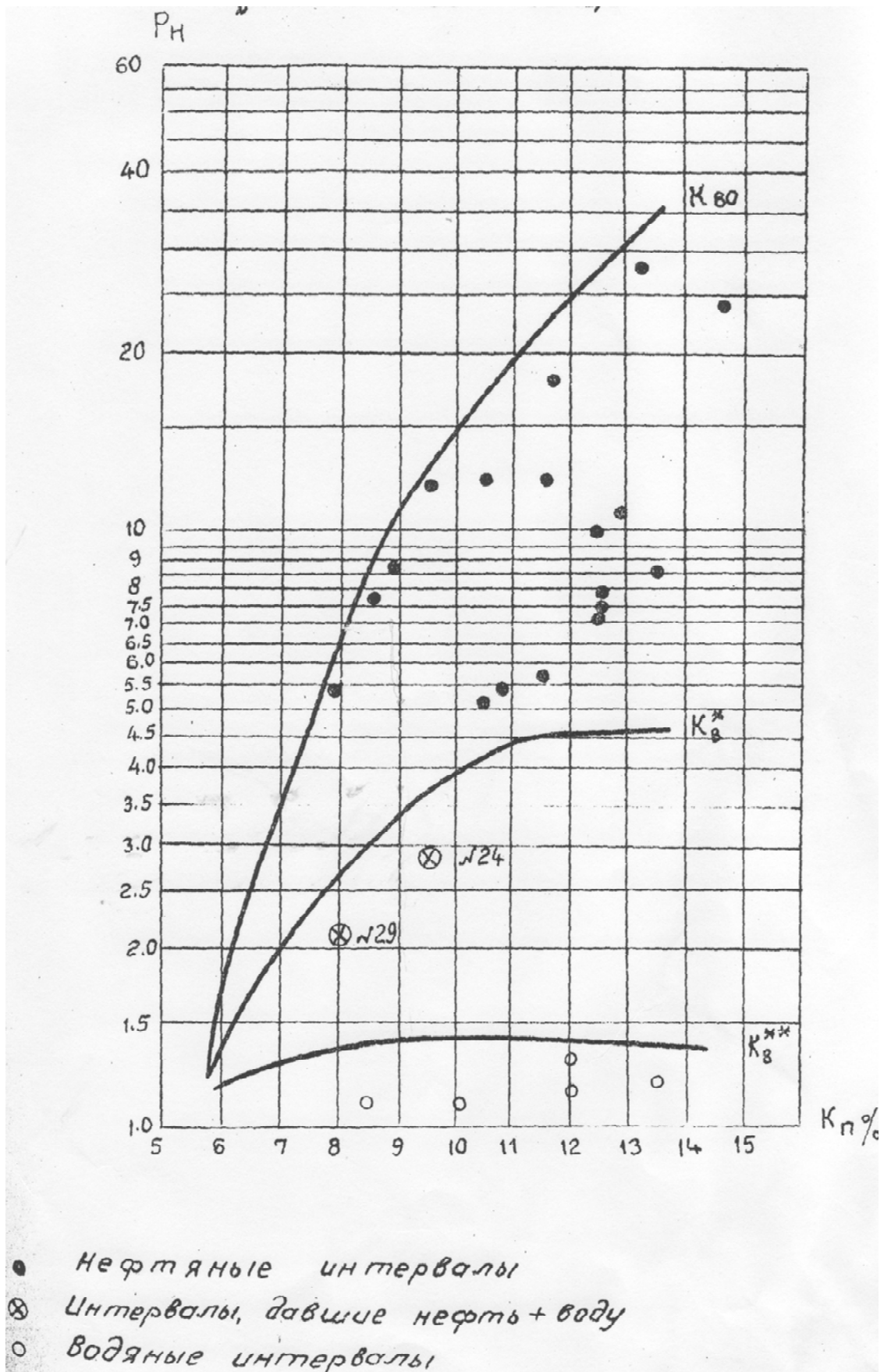


Рисунок 7 - Номограмма для определения характера насыщения терригенных отложений

Определение коэффициента нефтегазонасыщения.

В случае установления пористости одним из геофизических методов коэффициент нефтегазонасыщения определяется путем совместного решения уравнений 5 и 6. Для неглинистых коллекторов параметр пористости равен.

$$P_n = \frac{\rho_{en}}{\rho_e} = \frac{1}{Kn^2} \quad (1)$$

где P_n – параметр пористости;

ρ_{en} – удельное сопротивление 100 % водонасыщенного коллектора, Омм;

ρ_e – удельное сопротивление остаточной воды, Омм;

K_n – коэффициент пористости, %.

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_{en}} = \frac{1}{K_e^2} \quad (2)$$

где P_n – параметр насыщения;

ρ_{nn} – удельное сопротивление нефтенасыщенных пород, Омм;

K_e – коэффициент водонасыщенности, %.

Поставим в (2) ρ_{en} из (1) получим

$$\frac{\rho_{nn} \cdot K_n^2}{\rho_e} = \frac{1}{K_e^2}$$

Или

$$K_n^2 \cdot K_e^2 = \frac{\rho_e}{\rho_{nn}}$$

И далее

$$K_n \cdot K_g = \frac{\sqrt{\rho_g}}{\sqrt{\rho_{nn}}}$$

откуда

$$K_g = \frac{\sqrt{\rho_g}}{\sqrt{\rho_{nn}} \cdot K_n}$$

Произведение $K_n \cdot K_g$ характеризуется количество воды в единице объема породы. При постоянном ρ_g значение $K_n \cdot K_g$ пропорционально $\frac{1}{\sqrt{\rho_{nn}}}$

Практически K_g определяют по палеткам (рисунок 8, рисунок 9) следующим образом.

1. По известному K_n определяют P_n .

2. По $P_n = \frac{\rho_{gn}}{\rho_g}$ и известному ρ_g определяем ρ_{gn} .

3. ρ_{gn} подставляют в формулу $P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_{gn}}$, кажущее ρ_{nn} снимают с диаграмм

и определяют истинное ρ_{nn} .

4. По P_n определяют K_g (рисунок 9).

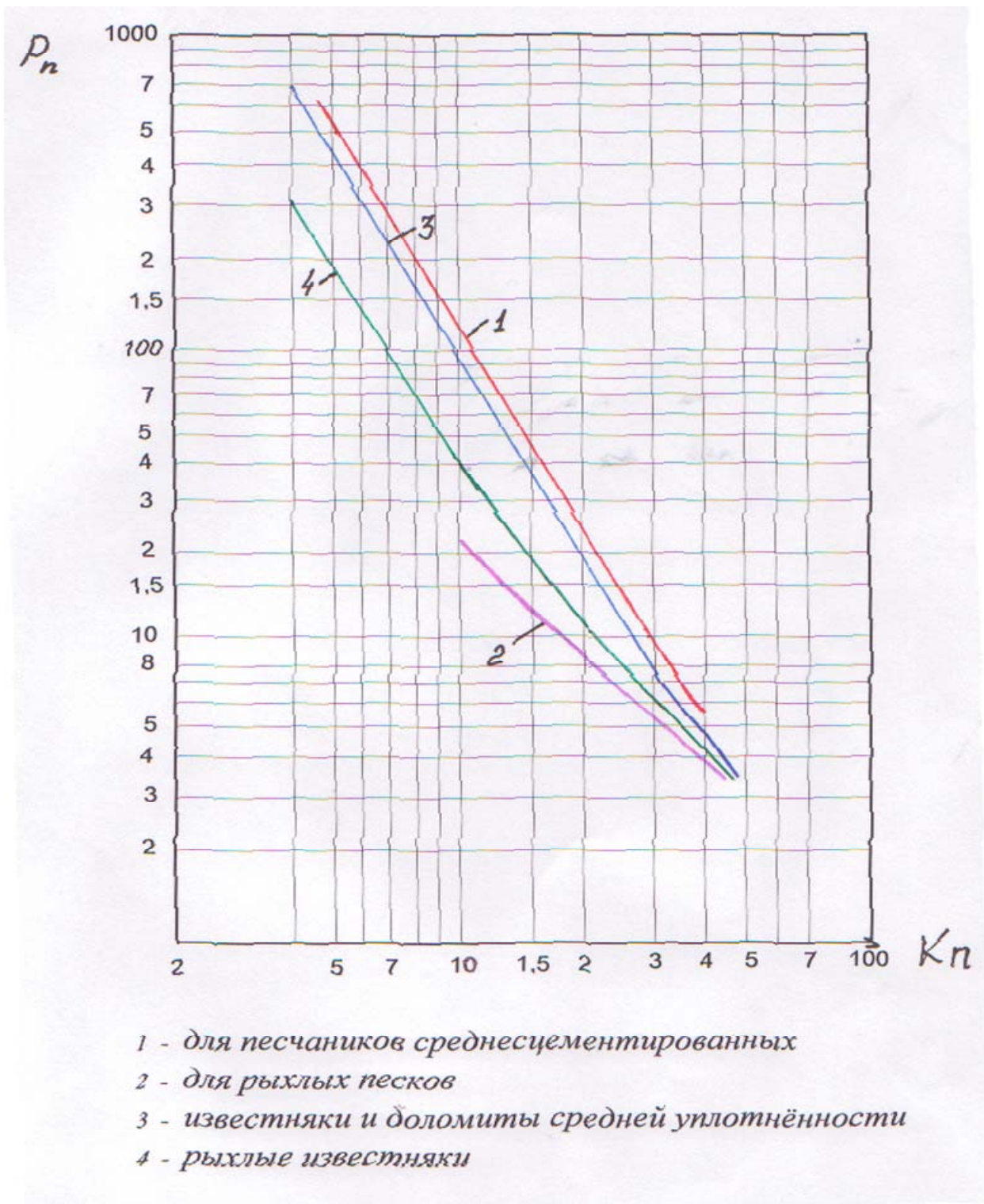


Рисунок 8 - Зависимость параметра пористости от пористости пород

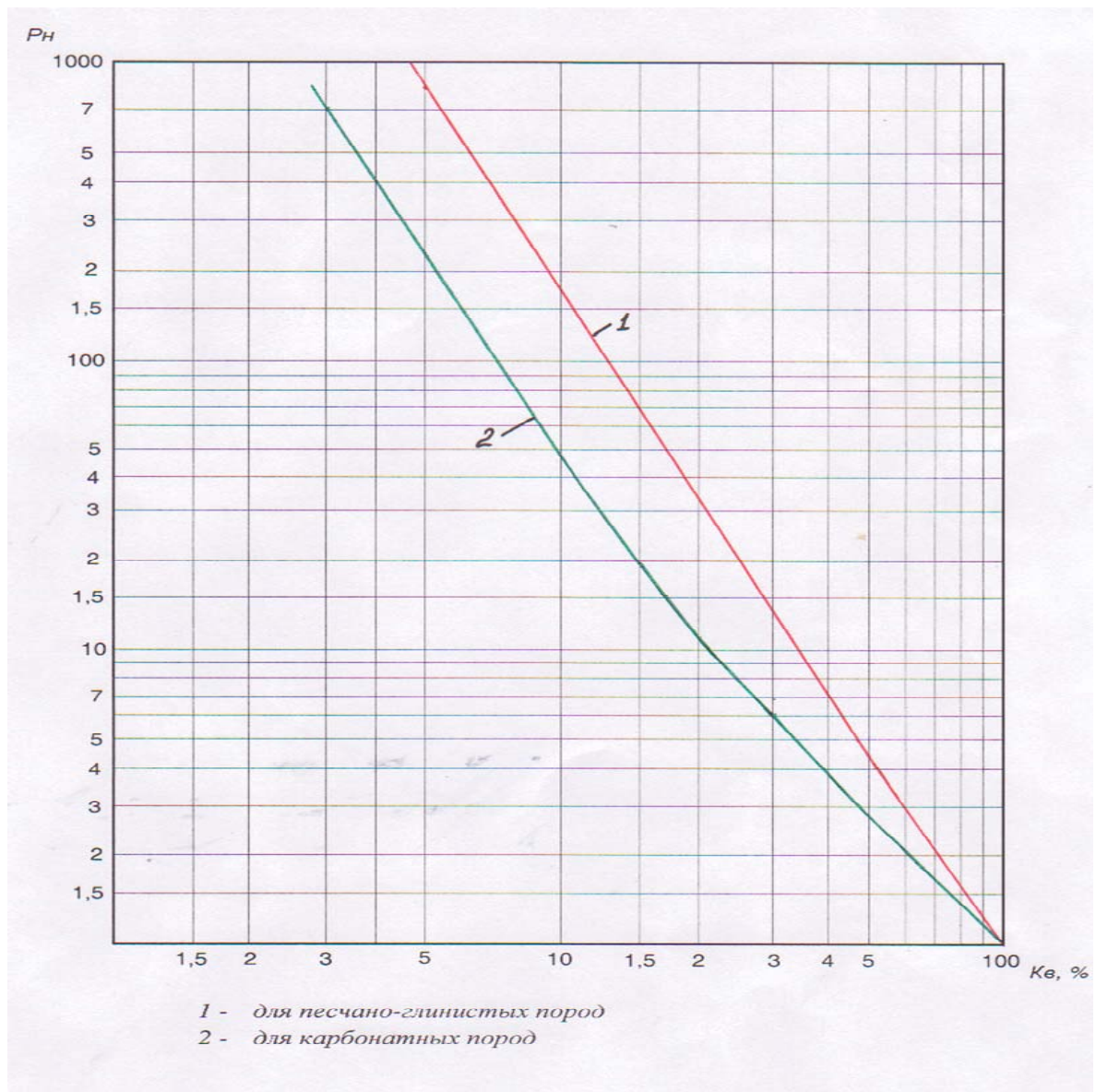


Рисунок 9 - Зависимость параметра насыщения от остаточной водонасыщенности.

3.4.3 Задание по лабораторной работе

1. По предложенному преподавателем материалу (файл 3.dds, 1-4 планшеты) и зависимости (рисунок 7) оценить характер насыщения терригенных коллекторов.

2. По палеткам (рисунки 8, 9) и исходным данным (файл 3.dds, 1-4 планшеты) определить коэффициент нефтенасыщения (K_n) и дать

характеристику терригенного разреза скважины (значения ρ_v и K_p назначает преподаватель).

3 По палеткам (рисунки 8, 9) и исходным данным (файл 4.dds, 1-5 планшеты) определить коэффициент нефтенасыщения (K_n) и дать характеристику карбонатного разреза скважины (значения ρ_v и K_p назначает преподаватель).

3.4.4 Оформление результатов по лабораторной работе

1. Составить таблицу, заполнив ее интервалами нефтенасыщенных коллекторов.

2. Результаты работ количественной интерпретации оформить в табличном виде (отметить интервалы коллекторов, дать коэффициент насыщения). Написать отчет.

3.5 Лабораторная работа №5.

Определение качества цементирования заколонного пространства

3.5.1 Цель работы

Изучение физических основ применения ГИС для определения качества цементирования скважин. Получение навыков интерпретации методов ОЦК (отбивка цементного камня), АКЦ (акустический цементомер), $\gamma\gamma$ -цементомера.

3.5.2 Физические основы

Контроль качества цементирования заколонного пространства проводится путем определения высоты подъема цемента за колонной (ОЦК),

качества сцепления цементного камня с колонной и породой (АКЦ), качества заполнения заколонного пространства по $\gamma\gamma$ -цементомеру.

Отбивка уровня цементного камня проводится по термометрии. При затвердении цементного камня при гидратации тампонажного раствора вследствие экзотермической реакции выделяется тепло. При наличии геотермического распределения температур, либо фоновой термограммы, записанной до проведения цементации, и кривой ОЦК по снижению показаний температуры определяем уровень цементного камня за колонной (рисунок. 10). В качестве дополнительного метода ОЦК служит $\gamma\gamma$ -цементомер, где по снижению показаний плотности, определяется граница нахождения цементного камня (рисунок 10). Кровля цементного камня плотностью 1,95-2,08 г/см³ отбивается на глубине 7 м. В интервале 3-7 м-цемент и буровой раствор.



Рисунок 10 - Отбивка уровня цементного камня (ЦК) за колонной по данным термометрии, $\gamma\gamma$ -цементомера.

АКЦ – это метод индикации наличия и сцепления цементного камня с колонной и стенками скважины. Основные критерии интерпретации данных АКЦ приводятся в таблице 1.

Для метода АКЦ характерны следующие ограничения.

В интервалах разреза, где скорость акустического сигнала по породе выше скорости по колонне, в случае хорошего цементирования, регистрируется max значения амплитуд A_k и A_p . Аппаратура АКЦ дает одинаковые показания при наличии в цементном камне каналов определенных размеров и зазоров между колонной и цементом.

Таблица 1 - Интерпретация метода АКЦ

Характер контакта		Амплитуды		Фазокорреляционная диаграмма t мкс
Цемент- колонна	Цемент- порода	По колонне	По породе	
хорошее	хорошее	нулевые	max	
отсутствие	хорошее	средние, max	средние	
хорошее	плохое	обобщенная волна	средние	
плохое	плохое	высокие	нулевая	
цемент отсутствует		max	нулевая	

На рисунке 11 приводится комплекс ГИС-техническое состояние. Интерпретация АКЦ следующая. Контакт с колонной: 1170-1181м-хороший;

1181-1188 м.-частичный; 1188 м.-1194 м.-хороший; 1194-1213 м.-частичный; 1213-1226 м.-хороший; 1226-1230 м.-частичный.

Гамма-гамма-цементометры предназначены для контроля качества цементирования обсадных колонн. Принцип работы скважинного прибора

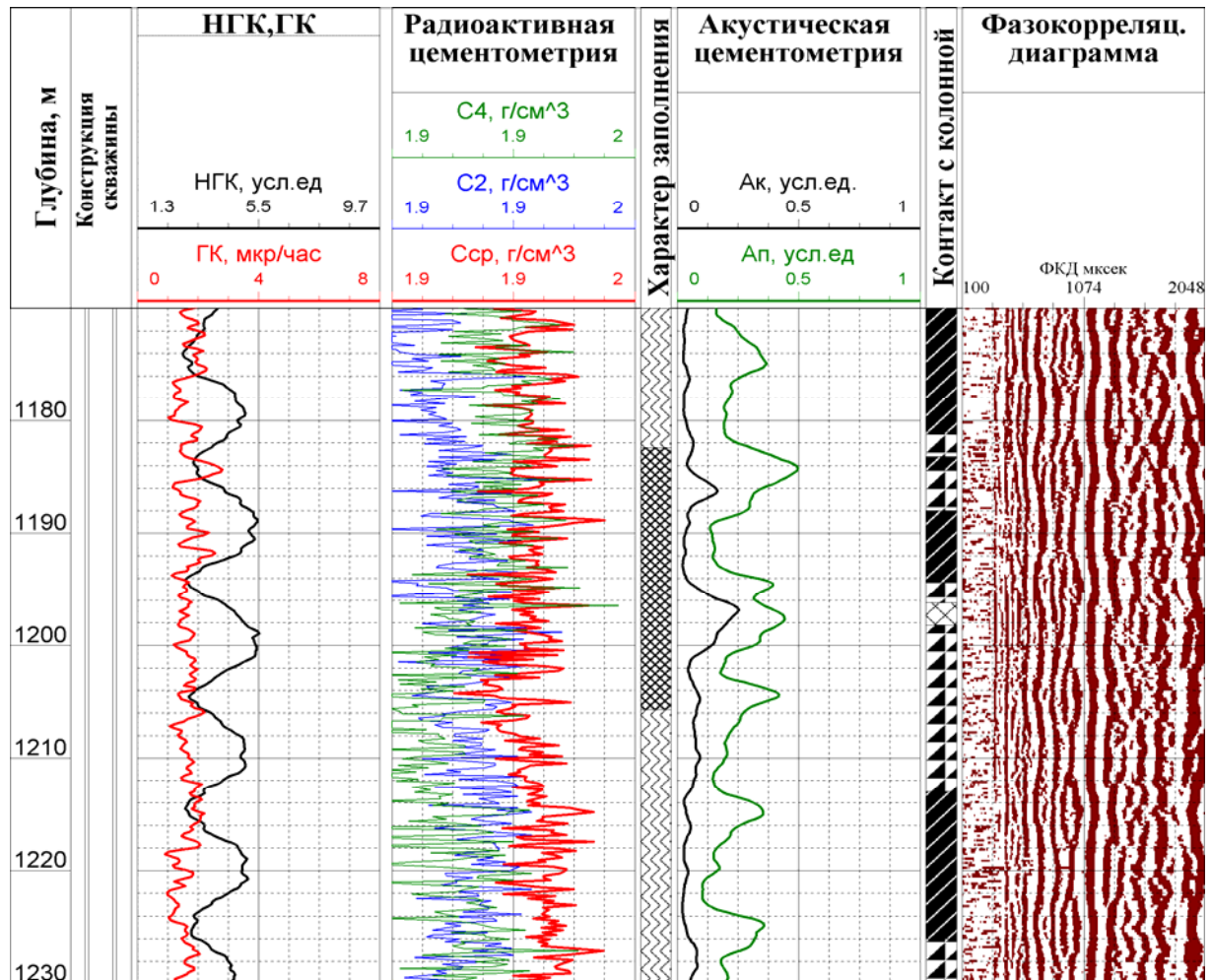


Рисунок 11 - Контроль качества цементирования обсадной колонны

заключается в регистрации по периметру колонны рассеянного гамма-излучения. Интерпретация сводится к определению плотности среды, прилегающей к каждому датчику.

Гамма-гамма-цементомер реализован следующим образом. Три прижимных устройства, на которых вынесены датчики гамма-излучения, расположены симметрично относительно оси скважины под углом 120° друг

от друга. Регистрируются три кривых гамма-гамма показаний, при этом имеет место несколько случаев.

1. Показания кривых J_1, J_2, J_3 одинаковые, затрубное пространство заполнено цементом или раствором. При заполнении раствором показания плотности ниже чем при заполнении цементом.

2. $J_1 = J_2 \rangle J_3$ Колонна расположена эксцентрично. Измерительное устройство, фиксирующее высокие значения, находится вблизи прилегания колонны и стенке скважины.

3. $J_1 = J_2 \langle J_3$. Колонна эксцентрична, два измерительных устройства расположены вблизи стенки скважин, а их показания обусловлены влиянием горных пород, показания J_3 связаны с влиянием цемента.

4. Значения всех трех кривых J_1, J_2, J_3 не совпадают: колонна эксцентрична или заливка цемента неоднородная.

Интерпретация плотномера на рисунке 11 следующая. Характер заполнения: 1170-1182 м.- неравномерное заполнение; 1182-1205 м.- равномерное заполнение; 1205-1230 м.- неравномерное заполнение.

Следует отметить, что определение качества цементирования по гамма-гамма-каротажу возможно только при наличии одной колонны.

3.5.3 Задание по лабораторной работе

Оценить качество сцепления цементного камня с колонной по АКЦ (5.dds, 1-3 планшеты).

3.5.4 Оформление результатов по лабораторной работе

Составить таблицу, в которую внести интервалы различного сцепления цементного камня с колонной и породой по градации: хорошее, частичное, плохое, отсутствие.

3.6 Лабораторная работа №6.

Контроль технического состояния колонн

3.6.1 Цель работы

Изучение физических основ применения ГИС для определения технического состояния колонн. Получение навыков интерпретации диаграмм профилемера и толщиномера.

3.6.2 Теоретические основы контроля колонн

Методы контроля технического состояния колонн подразделяются на профилометрию и толщиномерию.

С помощью профиломеров измеряются внутренние диаметры колонн. При известных номинальных внешних диаметрах колонн по величине внутренних диаметров вычисляют остаточные толщины труб: $(d_{\text{внеш}} - d_{\text{внут}})/2$. Износом считаются толщины ниже номинальных (с допуском для каждого типа аппаратуры). Наибольшее применение в практике контроля нашли механические трубные профиломеры (ПТС), измеряющие рычагами радиусы скважин. Трубные профиломеры изготавливают обычно восьми и шестнадцатирычажными.

С использованием толщиномеров измеряют непосредственно толщины колонн. Таковы γ -толщиномеры, определяющие усредненную толщину труб. Электромагнитные дефектоскопы выдают либо интегральную толщину, либо дифференциальные толщины, полученные сканирующими датчиками. В любом случае, измеряемые величины пропорциональны толщине колонн. С помощью электромагнитных дефектоскопов определяют, кроме того, дефекты (трещины, разрывы) колонн.

Электромагнитные дефектоскопы подразделяются на индукционные и магнитоимпульсные. Индукционные дефектоскопы определяют толщины

стенок, трещины, разрывы в одной колонне (аппаратура типа ДСИ). Дефектоскопы импульсного электромагнитного зондирования дают возможность определять дефекты, толщины стенок первой и второй колонн (аппаратура ЭМДС, МИД).

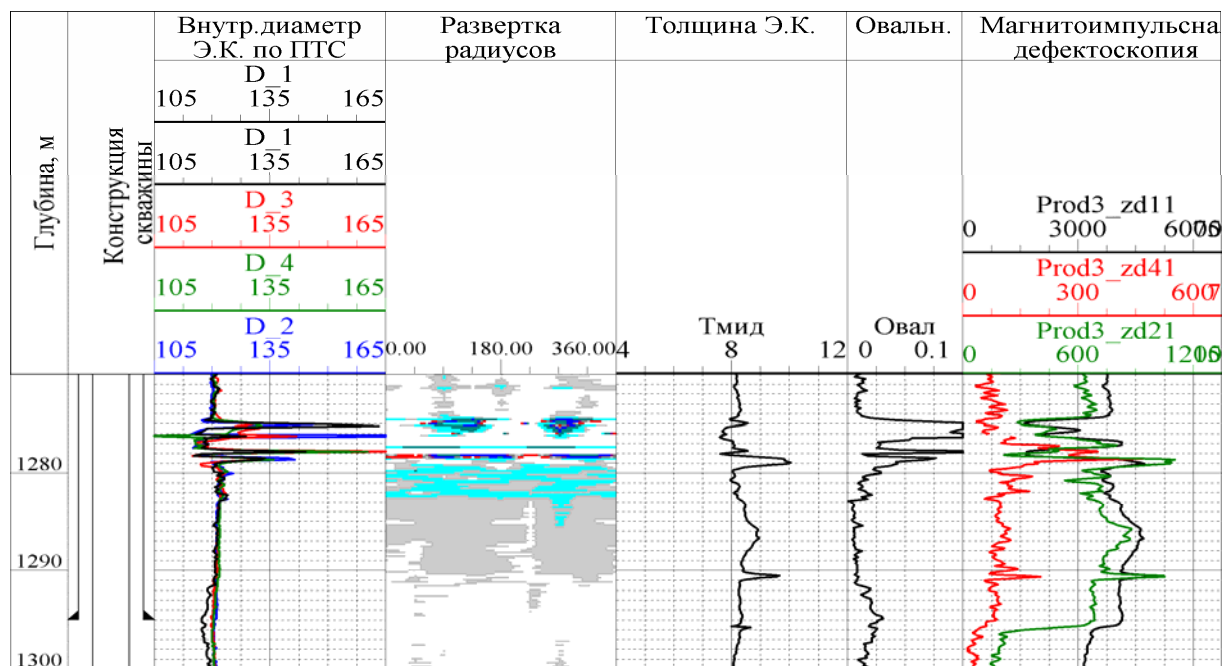


Рисунок 12 - Оценка технического состояния колонн

Интерпретация методов ГИС на рисунке 12 следующая. По данным ПТС, МИД в интервале 1274-1278.5 м отмечается нарушение колонны. Башмак 245 мм технической колонны по МИД отбивается на глубине 1295 м.

3.6.3 Задание по лабораторной работе

1. По значениям радиусов механического профилемера (ПТС) определить внутренний диаметр колонн (файл 6. dds, 1-3 планшеты).
2. По внутреннему диаметру (ПТС) подсчитать толщину колонн, сравнить результат с табличными значениями толщин. Найти разброс значений толщин.

3. По величинам толщин колонн (ЭМДС, ПТС, СГДТ) определить места возможных их нарушений (файл 6. dds, 1-3 планшеты).

3.6.4 Оформление результатов по лабораторной работе

1. По пункту первому задания представить результаты в виде таблицы.
2. Представить в виде таблицы результаты подсчета толщины колонн.
3. Указать глубины нарушения колонн.

3.7 Лабораторная работа №7.

Использование компьютерных технологий для обработки и интерпретации материалов ГИС

3.7.1 Цель работы

Изучение основ автоматизированной обработки и интерпретации материалов ГИС. Приобретение навыков автоматизированной интерпретации с помощью программно-методических комплексов (ПМК).

3.7.2 Основы компьютерных геофизических технологий

Автоматизированная обработка и интерпретация-это использование компьютерной техники, специализированных программ, благодаря которым происходит ввод, редактирование, обработка, интерпретация, вывод материалов ГИС на бумажный носитель, передача цифрового материала в базу данных (БД).

Промыслово-геофизические параметры в цифровом виде получают следующим образом.

Во время регистрации электрометрии приписывается каждой точке глубины (кванту глубины) мгновенное значение геофизического параметра в двоичном коде. В точках глубины располагаются волновая картина при АК, спад вторичной ЕДС во времени при записи электромагнитного каротажа и

прочее. При радиоактивном каротаже осуществляется приписывание каждому кванту накопленных значений параметров за время прохождения датчика прибора между соседними точками глубины.

Обработка промыслово-геофизического материала представляет собой следующее.

С помощью программ производится считывание геофизических параметров в точках глубин и их монтирование в виде диаграмм. АК, различные импульсные методы обрабатываются специальными программами на квантах глубины до получения определенных параметров, которые отображаются в конечном итоге в виде кривых.

Существует оперативная по одной скважине и сводная (обобщающая) по группе скважин интерпретация.

Оперативная обработка и интерпретация осуществляется по схеме.

1. Ввод и редактирование исходных данных.
2. Обработка материала.
3. Контроль результатов и их корректировка.
4. Получение геофизических параметров.
5. Геологическая интерпретация, составление заключения по скважине.
6. Вывод результатов на бумажный носитель.
7. Передача результатов обработки и интерпретации на хранение в БД.

Автоматизированная обработка и интерпретация материалов ГИС реализуется с помощью программно-методических комплексов АРМ-геофизика, «Прайм», «Гинтел» и других.

Существует два варианта оперативной автоматизированной интерпретации: а) попластовая, б) поточечная.

Попластовая интерпретация осуществляется следующим образом.

В качестве исходных данных используются диаграммы методов ГИС, вычисленные геофизические и геологические параметры. По специальным алгоритмам выделяются пласты, определяются значения параметров против них. Проводится геологическая интерпретация по определению коллекторов,

характера их насыщения. Материалы оформляются путем заполнения по интервалам таблиц, условными обозначениями колонок литологии, насыщения. На планшетах наносятся интервалы притока флюидов, интерпретация (рисунок 13).

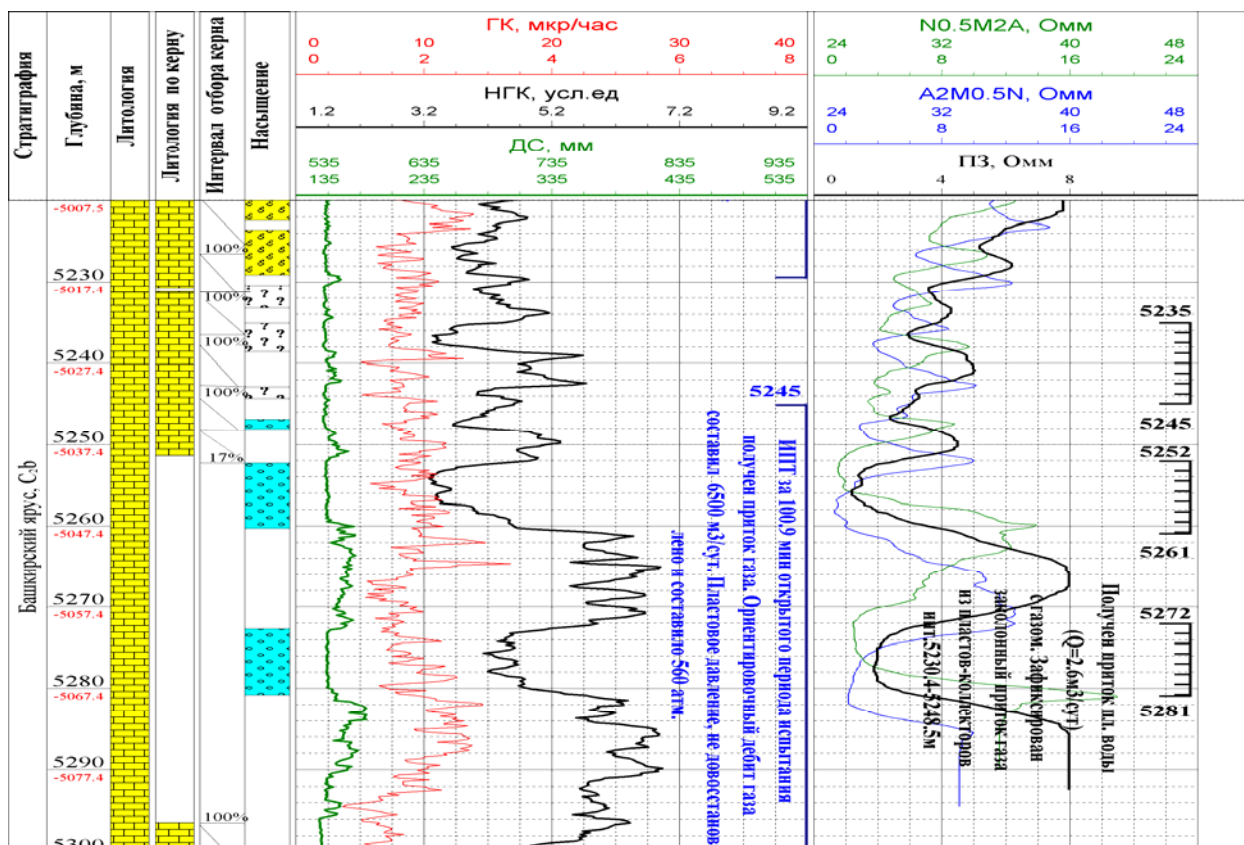


Рисунок 13 - Попластовая интерпретация комплекса ГИС

При поточечной интерпретации пласты предварительно не выделяются и для оценки физических и коллекторских свойств пород используются данные каротажа в точках квантования кривых по глубине (рисунок 14). Иными словами, проводят подсчеты геологических параметров по всему продуктивному разрезу. Как правило, определяют различные коэффициенты пористостей (общие, эффективные, динамические), нефтегазонасыщенности. При возможности осуществляют раздельное определение содержания в порах нефти и газа, подвижных и неподвижных УВ. Результаты интерпретации изображают на планшетах в виде объемной модели коллекторов и литологии, содержания флюидов в порах и прочего (рисунок 14).

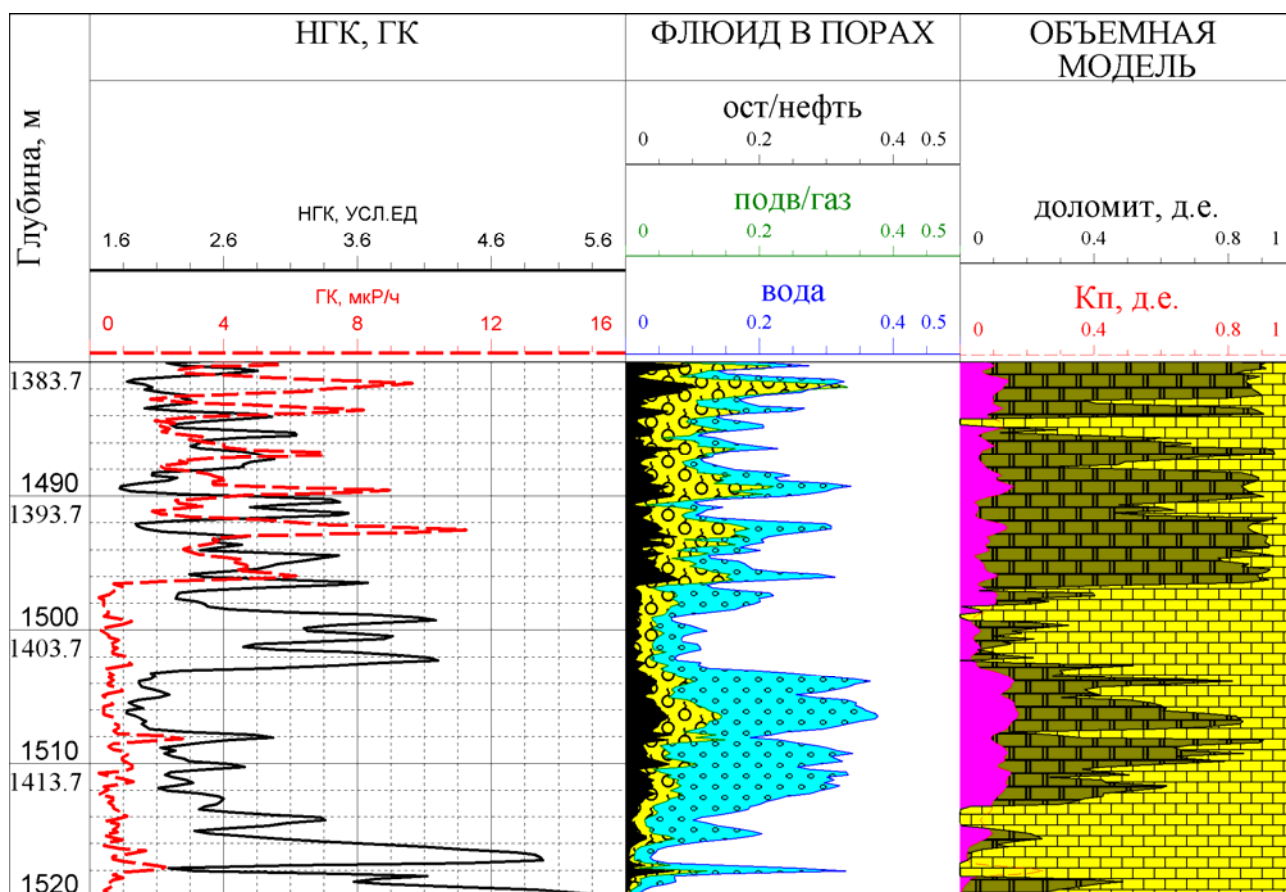


Рисунок 14 - Поточечная интерпретация комплекса ГИС.

3.7.3 Задание по лабораторной работе

По предложенному преподавателем цифровому материалу ГИС провести следующие работы.

1. На планшете, представляющего попластовую интерпретацию, дать обоснование выделенных нефтенасыщенных коллекторов (файл 7.dds, планшет 4).
2. На планшетах, представляющих поточечную интерпретацию, выделить интервалы продуктивных коллекторов (файл 7.dds, планшеты 1-3)

3.7.4 Оформление результатов по лабораторной работе

По пункту 1 задания написать краткое обоснование выделения коллекторов. По второму пункту задания провести визуальное выделение

коллекторов, определить их фильтрационно-емкостных свойства. По данным интерпретации написать заключение о коллекторах и их свойствах, дать рекомендации на перфорацию вскрытого разреза.

Список использованных источников

Савинков, А. В. Практическое руководство по обработке и интерпретации материалов геофизических исследований скважин. /А. В. Савинков. Оренбург: ИПК ГОУ ОГУ, 2009. 57 с.