

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Специализация «Геофизические методы исследования скважин»
Кафедра геофизики

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ
СЛОЖНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА КУАКБАШСКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ (РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН).**

УДК 552.578.2.061.4:552.54:550.832(470.41)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2210	Попова Светлана Константиновна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Ю. В.	канд. г.-м. н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кныш С.К.	доцент к. г.-м- н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кочеткова О. П.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Т. А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Лукин А А.	канд. г.-м. н		

Планируемые результаты обучения

<i>Код Результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Специализация «Геофизические методы исследования скважин»
Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) Лукин А. А.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта
(дипломного проекта/ дипломной работы)

Студенту:

Группа 3-2210	Попова Светлана Константиновна
--------------------------	---------------------------------------

Тема работы:

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ЦЕЛЮ ИЗУЧЕНИЯ СЛОЖНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА КУАКБАШСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ (РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН).	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 456/С от 02.02.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе Материалы преддипломной геофизической практики, пройденной в компании ООО «ЛенГИС» г. Лениногорск, архивные данные кафедры геофизики, а также опубликованная литература по теме проекта</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов Введение. 1. Общие сведения о месторождении. Географо-экономический очерк района. Геолого-геофизическая изученность. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. Литолого-стратиграфический разрез. Тектоника. Нефтеносность. 3. Анализ результатов геофизических работ ранее проведенных геофизических исследований. Задачи геофизических исследований. Выбор и обоснование проектного участка. Выбор и обоснование методов исследования. 4. Методические вопросы. Методика полевых работ. Камеральная обработка и интерпретация материалов.</p>

5. Специальное исследование. 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 7. Социальная ответственность Заключение. Список используемых источников.
--

Перечень графического материала	1. Обзорная карта. 2. Сводный геолого-геофизический разрез. 3. Схема сопоставления по скважине № 3. 4. Структурная карта. 5. Схема корреляции по линии скважин 4-1-3-2-5.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
По геологической части	Доцент к. г.-м- н. Кныш С. К.
По финансовому менеджменту, ресурсоэффективности и ресурсосбережению»	Старший преподаватель Кочеткова О. П.
По социальной ответственности	Ассистент Задорожная Т. А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Срок сдачи студентом выполненной работы	г.
---	----

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	г.
--	----

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Ю.В.	канд. г.-м. н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2210	Попова Светлана Константиновна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 124с., 16 рис., 17 табл., 34 источников, 5 прил.

Ключевые слова: Куакбашская площадь, Ромашкинское месторождение, карбонатные коллектора, акустический каротаж широкополосный, ядерно-магнитный каротаж, методика работ, интерпретация, схема корреляции, схема сопоставления.

Объектом исследования является перспективное месторождение нефти в пределах Лениногорского района Республики Татарстан и Клявлинского района Самарской области.

Цель работы: изучение карбонатных коллекторов верей-башкирских отложений на Куакбашской площади Ромашкинского месторождения.

В процессе исследования проводились: анализ геолого-геофизической изученности района, изучение его геологического строения, анализ результатов ранее проведенных геофизических исследований на участке обоснования.

Основные результаты исследования: выполнен проект на проведение комплекса геофизических исследований для решения следующих задач:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) Оценка характера насыщения коллекторов;
- 5) Определение водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов.

Степень внедрения: нет

Область применения: проведение оптимального комплекса геофизических исследований для решения поставленных задач на Куакбашской площади месторождения нефти.

Экономическая эффективность/значимость работы: определены условия выполнения геологических задач при минимальных экономических затратах.

В будущем планируется реализация наиболее эффективных технологий по повышению эффективности разработки карбонатных коллекторов залежей 302 и 303 Ромашкинского месторождения.

Abstract

Final qualifying work 124C., 16 Fig., 17 tab., 34 sources, 5 ADJ.

Keywords: Kuakbashskaya area, Romashkinskoe field, carbonate reservoir, broadband acoustic logging, nuclear-magnetic logging method of work, the interpretation of the correlation diagram, the diagram mapping.

The object of the study is a prospective oil field within Leninogorsky district of the Republic of Tatarstan and klyavlinskogo Samara region.

The work purpose: study of carbonate reservoirs verey-Bashkirian deposits on Kuakbashskaya square Romashkinskoe field.

In the process studies were conducted: the analysis of geological and geophysical study of the area, the study of its geological structure, analysis of the results of previously conducted geophysical studies in the area of study.

The main results of the research: a project to conduct geophysical studies to solve the following tasks:

- 1) Lithologic sectional layering;
- 2) the Selection of collectors;
- 3) Evaluation of filtration-capacitive properties (FES) of the reservoir;
- 4) assessment of the nature of reservoirs saturation;
- 5) Determination of oil-water, gas-oil and gas-water contacts.

Level of implementation: no

Scope: implementation of optimal complex of geophysical investigations for the solution of tasks on Kuakbashskaya area of the oil field.

Economic efficiency and significance of the work: the conditions for the implementation of geological tasks with minimum cost.

In the future it is planned to implement the most effective technologies for improving the efficiency of development of deposits of carbonate reservoirs 302 and 303 of the Romashkinskoye field.

Определения, обозначения, сокращения

ПИ - полезное ископаемое

АК – акустический каротаж

БК– боковой каротаж

ГИС– геофизические исследования скважин

ГК– гамма-каротаж

НГК– нейтронный гамма-каротаж

НК– нейтронный каротаж

ПС– потенциал собственной поляризации

РК– радиоактивный каротаж

УВ– углеводороды

ФЕС– фильтрационно-емкостные свойства

ВНК– водонефтяной контакт

ГГК– гамма-гамма-каротаж

D – девонская система

C – каменноугольная система

P – пермская система

Q – четвертичные отложения

ЯМК- ядерно-магнитный каротаж

Δt – интервальное время пробега продольной волны

Кгл– коэффициент объёмной глинистости

Сгл– коэффициент массовой глинистости

Оглавление

Введение.....	9
1. Общие сведения о месторождении	
1.1. Географо-экономический очерк района.....	10
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность.....	11
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования.	
2.1. Литолого-стратиграфический разрез.....	14
2.2. Тектоника.....	19
2.3. Нефтеносность.....	22
3. Анализ результатов геофизических работ ранее проведенных геофизических исследований.....	26
3.1. Задачи геофизических исследований.....	31
4. Методические вопросы.	
4.1. Методика полевых работ.....	32
4.2. Камеральная обработка и интерпретация материалов.....	46
5. Специальное исследование.....	62
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	78
7. Социальная ответственность.....	98
Заключение.....	122
Список используемой литературы.....	123

Введение

Проблемы рентабельной добычи нефти из карбонатных коллекторов с каждым годом приобретает всё более актуальное значение в связи с уменьшением запасов нефти в терригенных коллекторах. В России в настоящее время в разработке находятся около 150 месторождений, запасы нефти которых сосредоточены в карбонатных отложениях.

Данный проект выполнен в основном по материалам производственной практики, пройденной автором в компании ООО «ЛенГИС» г. Лениногорск.

За время производственной практики автор ознакомился с комплексом геофизических исследований, с обработкой каротажных диаграмм, с основами качественной и количественной интерпретации. Собранный материал по Куакбашской площади Ромашкинского месторождения послужил основой для написания данного дипломного проекта.

В проекте рассматривается комплекс геофизических исследований с целью литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, определения коллекторских свойств нефтеносных пород и построения корреляционной схемы, а также рассматриваются методы, которые не вошли в стандартный комплекс, решающие новые задачи для геофизики. Было предложено оптимальный, на мой взгляд, комплекс геофизических исследований скважин на стадии разведки Куакбашской площади Ромашкинского месторождения углеводородов.

1. Общие сведения о месторождении

1.1. Географо-экономический очерк

В административном отношении площадь работ расположена в пределах Лениногорского района Республики Татарстан и Клявлинского района Самарской области. Куакбашская площадь относится к краевым площадям Ромашкинского месторождения (Рис.1.1), это площадь с неоднородными коллекторами, её разработку ведут при избирательном заводнении в сочетании с линейным.

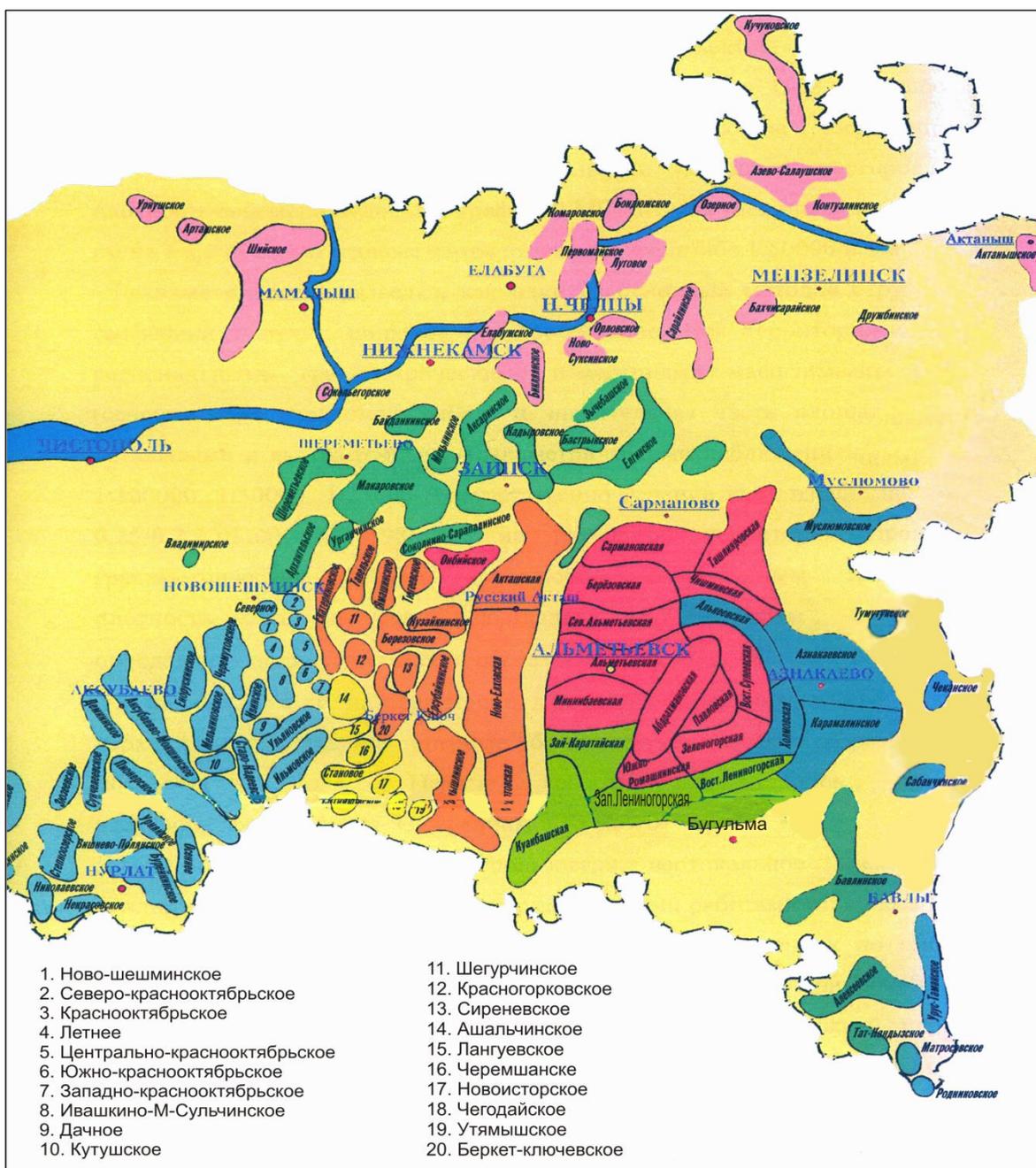


Рис.1.1 Обзорная карта месторождений

В орографическом отношении исследуемая площадь относится к наиболее возвышенной части восточного Закамья (Бугульминско-Белебеевской возвышенности) и охватывает часть водосборного бассейна реки Шешма. Рельеф

местности района представляет собой довольно расчлененную равнину с резкими перепадами высот. Абсолютные отметки на водоразделах достигают +320 м (Шугуровское плато), понижаясь к долинам рек до 100 м. Река Шешма, в среднем её течении, и её притоки, текущие в пределах площади не судоходны и транспортного значения не имеют. Долина реки Шешма хорошо разработана, имеет четко выраженное асимметричное строение: правый берег более крутой. На исследуемой площади расположены населенные пункты Зеленая Роща, Шугурово, Спиридоновка, Туктарово-Урадала, Нов.Утямыш, Ерыклы, связанные между собой асфальтированными и групповыми дорогами.

Климат района умеренно-континентальный с теплым летом и умеренно-холодной и продолжительной зимой. Самым холодным месяцем года является январь со средней температурой воздуха $-14,4^{\circ}\text{C}$, самым теплым – июль со средней температурой $+18^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура воздуха $+2,3^{\circ}\text{C}$, безморозный период составляет 110-120 дней. Годовое количество осадков колеблется от 430 до 445 мм. В теплый период (апрель - октябрь) выпадает около 70% годовой суммы осадков.

1.2.Краткая геолого-геофизическая изученность

Первые сведения о геологии и полезных ископаемых Татарии встречаются в трудах 18 и 19 веков – Лапласа, Лепехина, Гурьева и др. История геологического изучения Урало-Волжской нефтеносной области нашла свое отражение в трудах академика Губкина И.М., Мельникова А.М. и многих других. Выходы битума по рекам Шуме, Кичую и обильные нефтепроявления в районе с. Сюкаево издавна привлекали внимание геологов. Первые геологические исследования с целью определения промышленного значения и перспектив разработки нефти в Татарии были предприняты горными инженерами-профессорами Еремеевым П.В., Романовским Г.Д. . Романовский пришел к выводу о необходимости постановки бурения на каменноугольные и девонские слои, считал, что нефть поднимается из глубоких слоев земли по трещинам, а исход ее должен начинаться в девонских отложениях. В разведку Ромашкинское поднятие было введено в 1944 году. В 1948 году в скважине №3, расположенной около деревни Тимяш были вскрыты нефтяные песчаники в девоне, а 25 июня при испытании этой скважины был получен первый фонтан нефти с дебитом 120 т/сутки.

Эксплуатационное бурение на Ромашкинском месторождении началось в 1952 году. Девонские месторождения до настоящего времени составляют основную базу нефтяной промышленности Татарстана. Поисково-разведочные работы на территории Татарстана продолжаются до настоящего времени. Результаты их показывают, что здесь еще имеются площади, где можно обнаружить новые залежи нефти. В последнее время особое внимание уделяют детальному изучению карбонатных отложений девонского и каменноугольного возраста, а также битумов верхнепермских отложений. История изучения геологического строения Ромашкинского месторождения тесно связана с изучением нефтегазоносности Татарии и всего Урало – Поволжья в целом. Территория Татарии имеет более двухсотлетнюю историю геологических исследований её земель.

На первом этапе дореволюционного периода (1762-1917 г.г.) геология Татарии освещена в трудах видных исследователей: Н. Рычкова (1762), Штукенберга (1877), С. Н. Никитина (1901), А.В.Печеева (1913) и др. В этот период были обнаружены поверхностные нефтепроявления в пермских отложениях Сок, Шешма и другие.

В послереволюционный период исследованиями территории занимались И. М. Губкин, М. Э. Ногинский, А. Д. Архангельский, Е. И. Тихвинская и другие.

В 1919 году проводились разведочные работы в районе Сарабикулово, Шугурова и Камышлы под руководством П.Н.Бутова и Я.С.Сергеева.

В 1921-1928 годах геологами Казанского Государственного Университета под руководством М.Э.Ноинского был выполнен объём геолого-съёмочных работ.

В 1933-1934 годах геологи треста «Востокнефть» дали геологическое описание и составили структурную карту юго-западной части Ромашкинского месторождения, выявили Шугуровскую и Ромашкинскую брахиантиклинальные складки и Миннибаевское поднятие.

В 1934 году В.П.Орлов провел магнитометрические работы на территории ТАССР.

В 1935 году Г.Гжузе и А.М.Мельникова провели структурно-геологическую съёмку и составили структурные карты по кровле нижнеказанского и оолитового известняка верхнеказанского подъярусов.

В 1949 году под редакцией А.М. Мельникова, С.П. Егорова и Г.П. Игнатовича была составлена структурная карта ТАССР по кровле нижнеказанского подъяруса в масштабе 1: 200000.

В 1948 году на Ромашкинском месторождении начато бурение глубоких нефтепоисковых скважин.

В 1949 году из скважины №3 получен первый фонтан нефти из девонских отложений дебитом 120т/сут. Она явилась первооткрывательницей Ромашкинского месторождения.

По геологическому строению и нефтеносности каменноугольных отложений Татарии обширный материал был накоплен к 40-м годам.

Так как Куакбашская площадь является частью Ромашкинского месторождения, то история изученности тесно связана с разработкой самого этого месторождения.

Первый этап разведки охватывает период с начала открытия месторождения до 1965 года. В эти годы проводилась разведка залежей нефти базисного объекта – горизонтов D_1 и D_0 . Этот этап можно разделить на два подэтапа – предварительный и детальной разведки. На первом подэтапе выяснилось, что залежи нефти в пашийском и кыновском горизонтах контролируются структурой первого порядка Южно – Татарским сводом. Подэтап детальной разведки можно, в свою очередь, разделить на два периода, на первом из них главной задачей ставилось оконтуривание залежей и выявление основных закономерностей развития коллекторов. Во втором периоде основной задачей ставилось уточнение деталей геологического строения периферийных частей месторождения, изучение зональной неоднородности пластов и выявление участков отсутствия коллекторов, а также уточнение контуров нефтеносности, как эксплуатационного объекта, так и отдельных его пластов.

На втором этапе были проведены поисково-разведочные и детальные геологоразведочные работы по подготовке и разработке наиболее продуктивных залежей в регионально – нефтеносных горизонтах нижнего карбона бобриковском и кизеловском.

На третьем этапе в 1970 – 1982 годах была проведена разведка залежей нефти в верей – башкирских отложениях.

Четвертый этап разведки Ромашкинского месторождения начался с 1982 года и, очевидно, будет являться завершающим. Он связан с разведкой залежей нефти в локально нефтеносных горизонтах карбона и девона.

2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения.

2.1. Литолого-стратиграфический разрез

В стратиграфическом разрезе Куакбашская площадь сложена образованиями палеозойской эратемой девонской, каменноугольной, пермской систем и четвертичной системой кайнозойской эратемы (прил.2) и залегает в пределах Татарского свода на гранито - гнейсовых породах кристаллического фундамента. Разрез неполный, можно разделить на два. Общая мощность толщи составляет 789-856 м. Отложения залегают с угловым несогласием.

ПАЛЕОЗОЙСКАЯ ЭРАТЕМА

Представлена девонской (D), каменноугольной (C), пермской(P) системами.

ДЕВОНСКАЯ СИСТЕМА

Представлена средним и верхним отделами. Отложения девонской системы представляют собой терригенные отложения ее среднего отдела и терригенно-карбонатные верхнего отделов.

СРЕДНИЙ ОТДЕЛ

СРЕДНЕГО ОТДЕЛА ДЕВОНА представлен отложениями *живетского* (D_{2g}) и *эйфельского* (D_{2ef}) ярусов.

Эйфельский (D_{2ef}) ярус представлен отложениями *бийского* горизонта ($D_{2^{1bs}}$) являются наиболее древними палеонтологически охарактеризованными образованиями девона Ромашкинского месторождения, распространенные, в основном, на его южных и центральных площадях. Литологически в его составе выделяются две пачки пород: нижняя – базальная гравийно-песчаная (пласт D_{V}) и перекрывающая ее – карбонатно-аргиллитовая.

Живетский (D_{2g}) ярус, в нём выделяется *старооскольский* горизонт (D_{2st}), объединяющий в своем составе воробьевские ($D_{2^{2vb}}$) (пласт D_{IV}), ардамовские ($D_{2^{2ar}}$) (пласт D_{III}) и муллинские ($D_{2^{2ml}}$) (пласт D_{II}) слои. *Пласт D_{IV}* представлен светло-серыми или темно-коричневыми, нефтенасыщенными песчаниками крупнозернистыми, плохо отсортированными. Редки прослой глинисто-алевролитовых и карбонатных пород. Верхняя граница проводится по кровле аргиллитовой пачки над пластом. *Пласт D_{III}* слагается глинистыми алевролитами пятнисто-окрашенными с прослоями оолитовых руд и мелкозернистых песчаников. В пределах верхней карбонатно-аргиллитовой пачки выделяется электрорепер «средний известняк»- буровато-серые, темно серые органогенные известняки. *Пласт D_{II}* сложен темно серыми песчаными алевролитами и

мелкозернистыми серыми песчаниками. Характерно присутствие зеленовато-серых глинистых алевролитов с органическими остатками.

ВЕРХНИЙ ОТДЕЛ

В разрезе ВЕРХНЕГО ДЕВОНА выделяются *франский* (D_3f) и *фаменский* (D_3fm) ярусы, которые делятся на нижний, средний и верхний подъярусы.

Франский (D_3f) ярус представлен *нижнефранкским* подъярусом (D_3fr_1), к которому приурочены отложения *пашийского* и *тиманского* (ранее – *кыновского*) горизонтов. Пашийский горизонт (D_3fr_1ps) сложен кварцевыми песчаниками от светло-серого до темно коричневого (в зависимости от нефтенасыщенности), и алевролитами серыми, песчаными, слоистыми. Мощность горизонта 50 м. Отложения тиманского (D_3fr_1tm) горизонта четко ограничиваются по материалам ГИС реперами. В подошве эго репер «верхний известняк», представленный пачкой карбонатных пород, сложенных темно серыми известняками и доломитами. Выше залегают темно- и зеленовато-коричневые аргиллиты и алевролиты. Еще выше прослеживается репер «аяксы», сложенный известняками. Мощность горизонта 20-30 м.

В разрезе *среднефранкского* подъяруса (D_3fr_2) выделяются отложения *саргаевского* и *семилукского* (ранее – *доманиковского*) горизонтов. Отложения саргаевского горизонта (D_3fr_2sr) представлены известняками темно серыми, с прослоями брекчевидного известняка в верхней части. Мощность горизонта 50 м. Для отложений семилукского горизонта (D_3fr_2sm) характерны темно серые, битуминозные, участками сильно окремелые, трещиноватые известняки с прослоями мергелей и горючих сланцев. Мощность горизонта 33-50 м.

В пределах *верхнефранкского* подъяруса (D_3fr_3) выделяются *речицкий* (D_3fr_3rc) (ранее – *мендымский*), *воронежский* (D_3fr_3vr), *евлановский* (D_3fr_3ev) и *ливенский* (D_3fr_3lv) горизонты. Отложения речицкого горизонта представлены серыми и темно серыми, прослоями органогенными известняками. Мощность горизонта 33-50 м. Характерным для трех следующих горизонтов является сложение их известняками серыми и темно серыми в различной степени глинистыми. Для воронежских образований характерно наличие трещиноватых и брекчевидных прослоев, а для евлано-ливенских органогенных разностей, представленных водорослевыми и фораминиферовыми известняками.

Фаменский ярус представлен *Нижнефаменским* подъярусом (D_3fm_1), который представлен *задонским* (D_3fm_1zd) и *елецким* (D_3fm_1el) горизонтами. Они сложены светло-серыми известняками, участками пористыми и кавернозными, и

доломитами светло-серыми, иногда с включением гипса и ангидрита. Общая мощность горизонтов 150 м.

Для отложений *данково-лебедянского* (D_3fm_2dn+lb) горизонтов *среднефаменского* подъяруса (D_3fm_2) характерно переслаивание светлых, часто сильно перекристаллизованных известняков с тонкими прослоями доломитов и трещиноватых, битуминозных известняков. Мощность горизонта 50 м.

В *верхнефаменском* подъярусе (D_3fm_3) выделяются *озерско-хованские* отложения и *зиганский* горизонт (D_3fm_3zg) в нижней части ранее выделявшегося *заволжского* горизонта. Подъярус сложен известняками серыми и светло-серыми с неровными поверхностями напластования, участками отмечается неравномерное нефтенасыщение. Мощность горизонта 50-80 м. Несогласное залегание.

КАМЕННОУГОЛЬНАЯ СИСТЕМА

Представлены 3 отделами: нижний, средний и верхний. (Прил. 2)

НИЖНИЙ ОТДЕЛ

В его пределах выделено три яруса: *турнейский* (C_1t), *визейский* (C_1v) и *серпуховский* (C_1s).

Турнейский ярус (C_1t), включает *ханинский* и *шурановский* надгорizontы. В ханинском надгорizontе (C_1t_1) выделяются три горизонта: *гумеровский* (C_1t_1gm), *малевский* (C_1t_1ml) и *упинский* (C_1t_1up). Отложения подъярусов представлены известняками серыми, тонкозернистыми участками детритусовыми. Общая мощность горизонтов 30 м. В шурановском надгорizontе (C_1t_2) выделяются черепетский и кизеловский горизонты общей мощностью до 50 м. *Черепетский* горизонт (C_1t_2cr) представлен серыми, крепкими, иногда пористыми нефтенасыщенными известняками. *Кизеловский* горизонт (C_1t_2kz) слагается известняками светло-серыми и буровато-коричневыми, пористыми, нефтенасыщенными.

Визейский ярус (C_1v) делится на *кожимский* (C_1v_1kzh) и *окский* (C_1v_1ok) надгорizontы или нижний и верхний подъярусы. В кожимском надгорizontе выделяются *козьвинский* (ранее – *елховский*) (C_1v_1ks), *радаевский* (C_1v_1rd) и *бобриковский* (C_1v_1bb) горизонты. Первые два горизонта слагаются внизу аргиллитами, а выше с включением прослоев песчаников и алевролитов, включающими растительные остатки. Общая мощность горизонтов 14-16м, но вследствие размыва в отдельных разрезах они отсутствуют. Бобриковский горизонт сложен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, иногда

с линзами углей. Песчаники и алевролиты, серые до темно бурых в зависимости от нефтенасыщения, преимущественно мелкозернистые, кварцевые. В кровле граница отмечается переходом в глинистые известняки тульского горизонта. Мощность горизонта 20-25м.

В составе окского надгоризонта или верхневизейского подъяруса выделяются тульский (C_{1v2tl}), алексинский (C_{1v2al}) и михайловский (C_{1v2mh}) горизонты. В строении *тульского* горизонта могут принимать участие как терригенные, так и карбонатные породы. Терригенные породы представлены песчаниками и алевролитами и аргиллитами с примесью углисто-глинистого материала. Карбонаты представлены известняками зернистыми, глинистыми, нередко окремнелыми. Мощность горизонта 20 м. *Алексинский* горизонт в целом сложен переслаиванием терригенных и карбонатных пород, представленных аргиллитами и алевролитами темно серыми, углистыми и известняками органогенно-обломочными и мелкозернистыми, серыми, а также доломитами, нередко трещиноватыми. Отложения *михайловского* горизонта представлены доломитами серыми и буро-серыми с линзами ангидрита. Общая мощность надгоризонта до 150 м.

Серпуховского яруса включают отложения *тарусский* (C_{1s1tr}), *стешевский* (C_{1s1st}) и *протвинский* (C_{1s2pr}) горизонты, представленные кристаллически-зернистыми желтовато-серыми и буровато-белыми доломитами, перекристаллизованными, прослоями кавернозными и трещиноватыми. Мощность яруса 150 м. Согласно залегание.

СРЕДНИЙ ОТДЕЛ

Включает башкирский (C_{2b}) и московский (C_{2m}) ярусы.

Башкирский ярус (C_{2b}) представлен известняками светло-серыми, органогенно-обломочными и зернистыми с прослоями доломитов светло-серых, тонко- и мелкозернистых, прослоями загипсованных. Верхняя граница проводится по смене карбонатных пород на терригенные верейского горизонта. Мощность пачки пород башкирского возраста 20-40 м.

Московский ярус (C_{2m}) подразделяется на верейский (C_{2m1vr}), каширский (C_{2m1ks}), подольский (C_{2m2pd}) и мячковский (C_{2m2mc}) горизонты. Отложения *верейского* горизонта представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов; в средней части горизонта выделяются органогенно-обломочные и органогенные серые и темно серые известняки. Мощность горизонта 35-55 м. Для отложений *каширского*, *подольского* и *мячковского* горизонтов характерны

известняки светло-серые, а также доломиты светло-серые, участками известковистые. Наблюдаются фораминиферовые, брахиоподовые и водораслевые разности. Общая мощность горизонтов 200-250 м.

ВЕРХНИЙ КАРБОН

Так как отложения не представляют собой промышленного интереса, то в литературе их рассматривают как мощную толщу карбонатных пород, которые в нижней части представлены серыми и светло-серыми органогенно-обломочными доломитизированными известняками. Верхняя часть сложена доломитами светло-серыми и серыми, мелкокристаллическими и зернистыми. Характерна загипсованность пород, изредка - прослойки кремней. Мощность отложений 200-250 м. Несогласное залегание.

ПЕРМСКАЯ СИСТЕМА

Представлена приуральским, биармийским и татарским отделами.

ПРИУРАЛЬСКИЙ ОТДЕЛ

В приуральском отделе выделяются ассельский (P_{1a}), сакмарский (P_{1s}), артинский (P_{1ag}) и кунгурский (P_{1kg}) ярусы.

Ассельский ярус (P_{1a}), сложен переслаиванием глинистых органогенно-обломочных известняков и загипсованных доломитов.

Сакмаро-артинские (P_{1s}), отложения сложены карбонатно-сульфатными и глинисто-карбонатными породами с редкими прослоями известняков.

Кунгурский ярус (P_{1kg}). Для него характерны отложения гипса с прослоями доломитов. Общая мощность отдела 400 м.

Отложения *уфимского* яруса (P_{2u}), сложены пестроцветными и красноцветными песчанистыми глинами, песчаниками, аргиллитами, алевролитами и мергелями. Встречаются прослои известняков и гипса. Мощность отложений до 100 м.

В разрезе Биармийском отделе выделяется казанский (P_{2kz}) и татарский (P_2) ярусы. Отложения *казанского* яруса делятся на два подъяруса: *нижнеказанский* (P_{2kz_1}) сложен серыми и зеленовато-серыми известковистыми песчаниками и глинами; *верхнеказанский* (P_{2kz_2}) - переслаиванием красноцветных глин и песчаников. Мощность яруса 150 м.

Отложения *татарского* яруса залегают на размытой поверхности казанского яруса и представлены пестроокрашенными, желтовато-бурыми и красными глинами и песчаниками с редкими прослоями черных известняков и мергелей. Мощность отложений 100 м. Несогласное залегание.

КАЙНОЗОЙСКАЯ ЭРАТЕМА

ЧЕТВЕРТИЧНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ (Q)

Представлены на всей территории аллювиальными осадками речных долин в виде галечников и суглинков, а также желтыми и желтовато-серыми суглинками и глинами делювия водораздела и склонов. Мощность отложений 5-10 м. Согласно залегание.

2.2. Тектоника

В региональном тектоническом плане площадь исследований расположена в пределах юго-западного склона (Ново-Елховский участок) ЮТС и юго-западного окончания купольной части (Ромашкинский участок) Южно-Татарского свода.

Поверхность кристаллического фундамента имеет глыбо-блоковое строение. Главенствующее значение на формирование поверхности фундамента оказали дизъюнктивные нарушения различных рангов и значимости.

По поверхности фундамента с запада на восток в пределах исследуемой площади можно выделить три крупных блока: Акташско-Ново-Елховский, Миннибаевско-Алькеевский и Чишминско-Южноромашкинский (рис. 2.4). Блоки имеют форму линейных гряд субмеридионального простирания и отделяются друг от друга узкими грабенообразными Алтунино-Шунакским и Елгинско-Миннибаевским прогибами.

На месте резко выраженных по фундаменту гряд в структуре терригенного девона выделяется Ромашкинское поднятие и Акташско-Ново-Елховский вал. Исследуемая площадь приурочена к южному окончанию Акташско-Ново-Елховского вала (Ново-Елховский участок) и крайней юго-западной части Ромашкинской структуры (Ромашкинский участок).

Поверхность кристаллического фундамента в пределах площади, по данным глубокого бурения и геофизических исследований, представляет собой моноклиальный склон, ступенчато погружающийся в юго-западном направлении от абсолютной отметки -1609 м до -1681 м, осложненный в центральной (район скв. 8729) и в юго-западной (район скв. 3187) частях поднятиями с амплитудой 10 м.

Структурные планы палеозойского осадочного чехла, в зависимости от комплекса осадков, условий и времени формирования, носят различную степень унаследованности от рельефа фундамента.

Структурный план по отложениям терригенного девона унаследован от кристаллического фундамента и генетически с ней связан. Ромашкинский купол занимает высокое гипсометрическое положение с отметками от -1419 м до -1454 м относительно отметок -1455 м -1477 м Акташско-Ново-Елховского вала. Поверхность сохраняет региональный наклон в юго-западном направлении в относительно сглаженной форме и осложнена малоамплитудными локальными поднятиями.

Ромашкинский купол отделяется от Акташско-Ново-Елховского вала Алтунино-Шунакским грабенообразным прогибом, имеющим субмеридиональное простирание. Алтунино-Шунакский прогиб по отложениям терригенного девона картируется на абсолютных отметках от - 1497 до - 1505 м (скв. 95, 229, 15061, 15057). Его глубина составляет 50 м, ширина изменяется от 2.5 до 5 км. Восточный борт крутой и изменяется от 20 до 35 м. Западный борт более пологий 10-15 м. Западнее Алтунино-Шунакского прогиба закартирован по данным глубокого бурения небольшой фрагмент Акташско-Ново-Елховского вала, имеющего субмеридиональное простирание и представляющего собой чередование приподнятых участков, отделяющихся друг от друга узкими протяженными прогибами (0.3 – 1.0 км). Прогибы и приподнятые зоны имеют северо-западное и субмеридиональное простирание.

В восточной и центральной частях исследуемой площади, приуроченной к юго-западной части Ромашкинской структуры, картируется Куакбашский вал, вытянутый в субмеридиональном направлении. Куакбашский вал имеет ассиметричное строение с более крутым юго-западным крылом. С юга на север валообразная зона состоит из цепочки крупных структур III порядка, закартированных в пределах площади. Поднятия в свою очередь осложняются небольшими вершинами различной конфигурации, амплитуды, но преимущественно субмеридионального направления и отделяются друг от друга небольшими седловинами и узкими непротяженными прогибами. В западной части исследуемой площади, приуроченной к южному окончанию Акташско-Ново-Елховского вала картируется северная часть Федотовской и краевая юго-восточная часть Южно-Елховской структурных зон. Федотовская структурная зона в пределах участка работ состоит из двух вытянутых в субмеридиональном направлении валообразных поднятий, имеющих неправильную форму, отделяющихся друг от друга прогибом глубиной от первых единиц до 10 м. Федотовская структурная зона с севера ограничена от краевой юго-восточной



Тел: 8(8172) 500953

Республика Татарстан

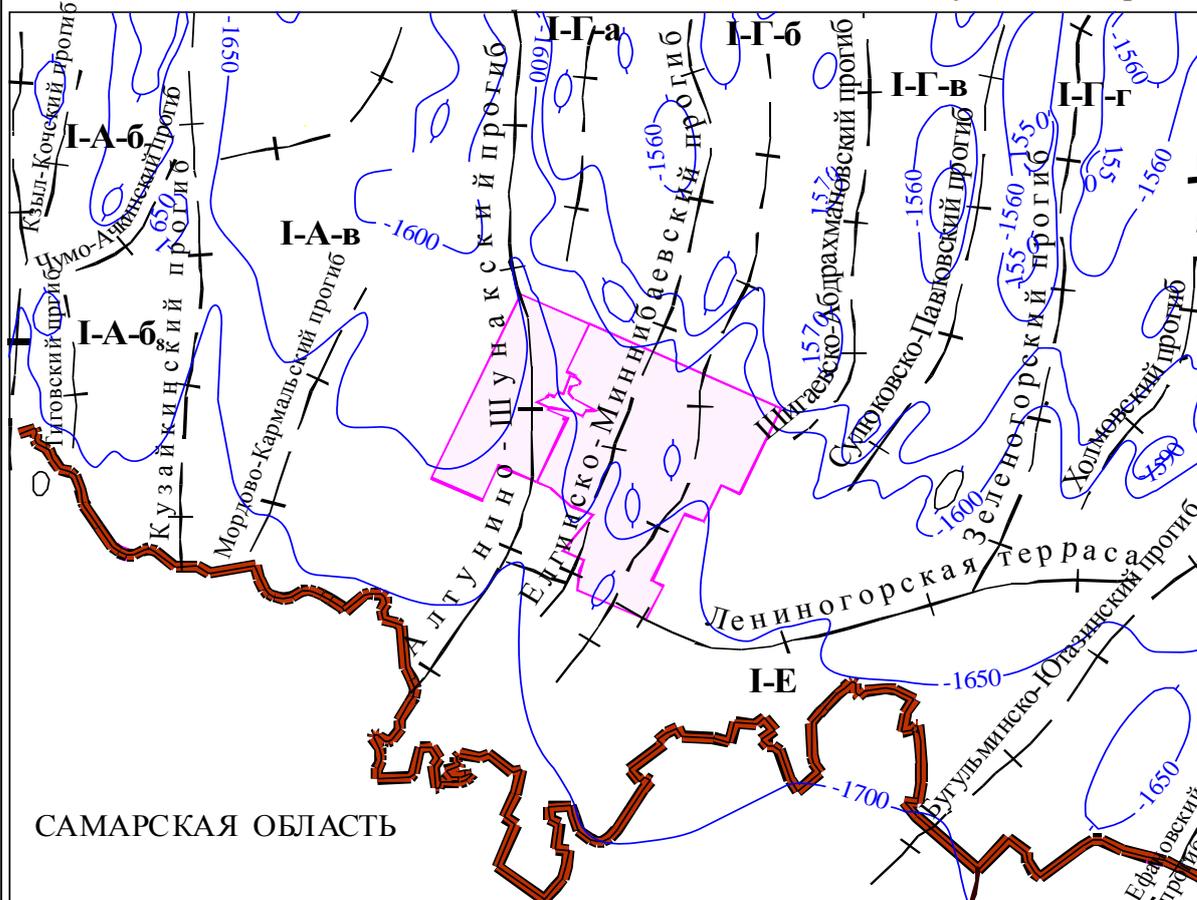


Рис.1.4 Тектоническая схема района работ

м 5000 0 5 10 15 20 км

- I** - Южно-Татарский свод
 - Блоки и гряды:
 - I-A** - западный склон ЮТС
 - I-A-в** - Акташско-Новоелховский блок
 - I-A-б**, - Беркет-Ключевская гряда
 - I-A-б₈**, - Чегодайская гряда
 - I-Г** - сводовая часть
 - I-Г-а** - Миннибаевско-Алькеевский блок
 - I-Г-б** - Чишминско-Южноромашкинский блок
 - I-Г-в** - Сулеевско-Абдрахмановский блок
 - I-A-г** - Сакловско-Зеленогорский блок
 - I-Е** - южный, юго-восточный склоны ЮТС
- осевые зоны грабенообразных прогибов
 - 1600 - изогипсы поверхности додевонских отложений
 - поднятия по поверхности додевонских отложений
 - участок работ с.п. 3/02

Примечание: выкопировка с тектонической схемы додевонской поверхности, приложение №11 к отчету по теме 2/77 ТагНИПИнефть (авторы отчета Муслимов Р.Х., Абдуллин Н.Г. и др.)

Рис.2.1. Тектоническая схема района работ

части Южно-Елховской структурной зоны обширной прогибовой зоной, осложненной поднятиями с амплитудой до 30 м. Особенностью строения западной части площади является развитие посттурнейских врезов, вскрытых большим количеством скважин.

На площади выделены врезы двух типов: 1-й тип – это узкие, протяженные врезы с глубиной врезания до 40 м (скв. 3067), 2-й тип – небольшие локальные (0.5x 0.8 км) с глубиной размыва 6 - 10 м. На Федотовской структурной зоне с эрозионными врезами связаны нефтепроявления в отложениях бобриковского горизонта.

Структурный план по кровле верейского горизонта среднего карбона является структурной поверхностью с определенной долей условности, характеризующей морфологию залежи нефти, контролирующей среднекаменноугольные отложения. Здесь также четко прослеживается крупное валообразное Куакбашское поднятие, имеющее северо-восточное простирание. Западный склон крутой, его амплитуда составляет 15 м. Восточный склон расположен за пределами исследуемого участка. В западной части исследуемого участка работ отчетливо картируются поднятия, осложняющие Федотовскую и Южно-Елховскую структурные зоны, сохраняющие свое направление и асимметричность.

Сохраняется закономерность выполаживания общего плана поверхности и отдельных куполовидных структур.

Структурные планы по кровельным частям верхнего карбона и нижней перми сохраняют террасовидное строение в пределах сводовой части и его склонов. Размеры и амплитуда Куакбашской, Федотовской и Южно-Елховской структурных зон постепенно уменьшаются.

2.3 Нефтеносность

Куакбашская площадь расположена в краевых юго-западной (Куакбашская и Зай-Каратайская площади разработки) и юго-восточной (Федотовская и Ново-Елховская площади разработки) частях, соответственно, Ромашкинского и Ново-Елховского многопластовых месторождений.

На Ромашкинском месторождении (Ромашкинский участок) залежи нефти выявлены в отложениях верейского горизонта московского яруса, башкирского яруса среднего карбона, серпуховского яруса, тульского и бобриковского горизонтов визейского яруса, турнейского яруса нижнего карбона, фаменского яруса, кыновского и пашийского горизонта франского яруса верхнего девона.

Основные скопления нефти в турнейском ярусе приурочены к верхнетурнейскому подъярису. Отложения верхнетурнейского подъяруса представлены известняками серыми, буровато-серыми, в верхней части с единичными маломощными и невыдержанными прослоями доломитов. Коллекторами являются пористые, пористо-кавернозные и трещиновато-пористые разности известняков с преобладанием первых.

Верхнетурнейский подъярус по материалам ГИС характеризуется тем, что верхняя его часть (кизеловский горизонт) имеет более высокие сопротивления, чем нижняя (черепетский горизонт). В кизеловском горизонте выделяется продуктивный пласт V_{IV} , в черепетском - V_{III} . Для Ромашкинского месторождения является характерным, что в черепетском горизонте коллекторы встречаются в очень ограниченном количестве. Вследствие этого основные скопления нефти приурочены к кизеловскому горизонту (пласт V_{IV}). Верхним нефтеупором служит пачка аргиллитов малиновского возраста толщиной 1-10 м. В пределах работ в единичных скважинах отмечены посттурнейские врезы, в пределах которых мощности отложений турнейского яруса различны. В основном, размыты лишь кровельные части турнейского яруса (1-6 м), лишь в скважине 24297 расположенной в крайней северной части участка работ и находящейся за пределами залежи, размыв доходит до отложений черепетского горизонта. Размытая часть турнейского яруса заполнена терригенными отложениями малиновско-бобриковского возраста. Особого влияния на строение залежей врезы не оказывают. В пределах площади выявлено 13 залежей нефти. Залежи контролируются структурами III порядка, осложняющими структурные зоны. Пористость пластов-коллекторов колеблется от 7.1 до 21.8%, проницаемость от 0.12 до 0.790 мкм². Суммарная эффективная толщина продуктивного горизонта по скважинам изменяется от 1.2 до 19.0 м. Нефтеносность подтверждена испытаниями, по результатам которых дебиты нефти составляют от 0.1 до 1.9 т/сут. Тип залежи массивный. ВНК залежей с юга на север понижается от -831 до -847 м.

Терригенная толща нижнего карбона представляет собой переслаивание песчано-алеврито-глинистых пород. Фоновые значения толщи по скважинам со вскрытым полным разрезом изменяются от 21 до 29 м, во врезных разрезах толщина достигает 43 м.

Бобриковско-радаевский горизонт имеет повсеместное распространение. Продуктивными являются пласты-коллекторы Сбр-4, Сбр-2, Сбр-1, представленные песчаниками и алевролитами.

Пропластки Сбр-3, Сбр-2, Сбр-1 – бобриковского возраста, а пропласток Сбр-4 тульского возраста. Пропласток Сбр-4 отнесен к бобриковскому горизонту на основании частого слияния с нижележащим (пропластком Сбр-3) и наличия общего ВНК на залежах.

Пласт Сбр-4 имеет прерывистое распространение, линзовидное залегание. Пласты Сбр-3 и Сбр-2 имеют наибольшее распространение по площади, сливаются друг с другом.

Пласт Сбр-1 характеризуется прерывистым распространением, имеет большое количество слияний с пластом Сбр-2, поэтому как самостоятельный объект разработки интереса не представляет.

Покрышкой залежи служит глинисто-карбонатная толща тульского горизонта.

Продуктивная толща серпуховско-верейского возраста представлена карбонатными пластами-коллекторами, которые характеризуются коллекторской изменчивостью, как по разрезу, так и по площади. По коллекторской характеристике карбонатная толща представляет собой переслаивание плотных, глинистых и пористо-кавернозных, трещиноватых разностей известняков и доломитов, на коротких расстояниях переходящих друг в друга.

В серпуховском ярусе все пористо-проницаемые пропластки объединяются в пласт Сср. Наибольшее число пропластков-коллекторов связано с верхней частью разреза – с протвинским горизонтом. Количество пористо-проницаемых пропластков и их коллекторские свойства уменьшаются вниз по разрезу (в объеме яруса).

По данным ГИС в пределах площади в серпуховском ярусе выделяется от 1 до 12 эффективных проницаемых прослоев. Толщина этих проницаемых прослоев колеблется от 0.6 до 12.8 м, а суммарная толщина от 0.6 до 20.2 м. Залежь контролируется крупной брахиантиклинальной структурой – Куакбашским валом. Нефтеносность подтверждена материалами керна и данными опробования. Дебиты нефти составляют от 0.5 до 17.3 т/сут. ВНК принят на абсолютной отметке –547 м. Тип залежи массивный.

Залежь нефти, приуроченная к башкирскому ярусу (залежь 302) является наиболее крупной в отложениях среднего карбона. Башкирские отложения

представлены двумя пачками пород, индексируемых как Сбш-1 и Сбш-2. В большинстве скважин пласт Сбш-2 размыт, и башкирские отложения представлены только пластом Сбш-1. В связи с затруднениями разделения пластов, продуктивные отложения башкирского яруса рассматриваются как единый пласт Сбш. Залежь изучена большим количеством скважин (дебиты полученной нефти - 0.5 т/сут - 15 т/сут).

В пределах пласта Сбш выделяются от одного до шести эффективных прослоев, толщины которых изменяются в пределах – 0,8-5,6 м. Суммарные нефтенасыщенные толщины колеблются от 0.8 до 11.2 м. Наибольшее число пористо-проницаемых пропластков приурочено к средней и, отчасти, к верхней частям яруса. В нижней и кровельной частях разреза, как и в серпуховских отложениях, отмечается ухудшение коллекторских свойств и развитие более глинистых плотных разностей карбонатных пород. Нефтенасыщенные толщины закономерно уменьшаются от сводовой части залежи к ее крыльям. Залежь 302 башкирского горизонта в структурном отношении, так же как и 303 залежь серпуховского яруса, контролируется крупной брахиантиклинальной структурой - Куакбашским валом с единым ВНК на абсолютной отметке – 543 м. Тип залежи массивный.

В отложениях верейского горизонта (залежь 301) по данным опробования, керна и промыслово-геофизических исследований выделены два продуктивных пласта-коллектора, которые рассматриваются как единый нефтеносный объект (Свр-3, Свр-2). Пласты Свр-1, Свр-4, Свр-5 и Свр-6 на ряде месторождений Татарстана являются нефтеносными, но в пределах изучаемой территории представлены глинами и низкочемкими карбонатными породами.

Более высокие коллекторские свойства и наибольшее площадное распространение характерно для пласта Свр-3, из которого получены основные притоки нефти. Пласт Свр-2 по коллекторским свойствам характеризуется большей неоднородностью и имеет ограниченное распространение, выражающееся в линзовидности строения. Раздел между пластами имеет небольшую мощность, в среднем от 0.6 до 3 м, что обуславливает динамическую связь пластов и формирование единого контакта.

В разрезе скважин пласт Свр-3 включает, в основном, от одного до двух проницаемых пропластков, в отдельных скважинах до трех, четырех. Их нефтенасыщенные толщины изменяются от 0.8 до 2.0 м, суммарные толщины от 0.8 до 5.8 м. В пределах пласта Свр-2 выделяется, как правило, один

проницаемый прослой. Нефтенасыщенные толщины колеблются от 0.6 до 1.6 м. Пласт испытывался совместно с Свр-3 или с коллекторами башкирского яруса, полученные дебиты составили - 0.5 – 7.1 т/сут. С юго-востока на северо-запад в южной части залежи прослеживается верейский врез. В разрезах скважин, в основном пласт Свр-3, реже Свр-2 (скв. 38236, 38237, 15498) представлен глинистыми породами. Уровень ВНК принят на абсолютной отметке – 538 м. Тип залежи пластово-сводовый, литологически-экранированный.

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

Для анализа геофизической информации был выбран разрез, являющийся эталонным для Куакбашского месторождения, представленный на рис. 3.1.

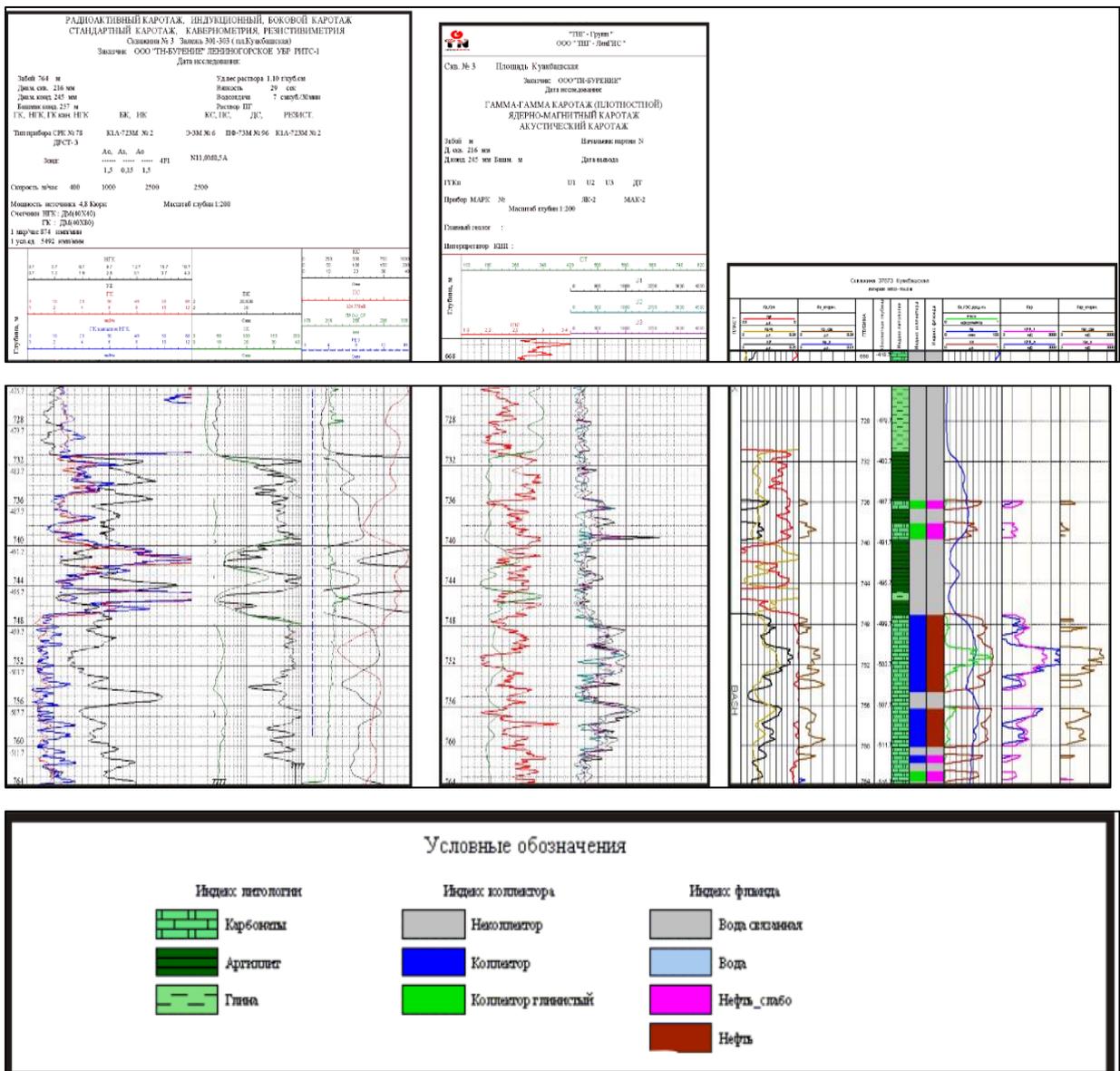


Рис. 3.1 Схема сопоставления геофизических методов по материалам скважины № 3 Куакбашской площади

Схема сопоставления геофизических методов была построена по материалам скважины № 3 Куакбашской площади. Комплекс исследований, проведенных в данной скважине, включает в себя измерения методами КС, ПС, ДС, ГК, НГК.

Для сопоставления были использованы показания методов стандартного (КС, ПС), радиоактивного (ГК, НГК), индукционного, бокового каротажа, кавернометрия, методы, которые не вошли в стандартный каротаж - АК, ГГК-п и ЯМК, а также результаты обработки по системе ГИНТЕЛ.

Перечисленные методы позволяют достаточно точно производить выделение перспективных интервалов, расчленение разреза на пласты, разделение пластов на коллекторы и неколлекторы, определение литологии пластов, а также делать выводы о структуре порового пространства, трещиноватости и кавернозности, о характере насыщаемой поры жидкости.

В процессе бурения скв. 3, были вскрыты породы среднего карбона, которые представлены известняками трещиноватыми, аргиллитами, алевролитами и доломитами. При составлении схемы опорным был выбран репер два мощных пласта глин, между которыми находится глинистый карбонатный коллектор. Литологическое расчленение разреза производилось на основании того, что породы, характеризуются определенными значениями на диаграммах различных методов.

При изучении разреза скважины 3 были выделены следующие пласты: В верхней части разреза залегают карбонатные отложения, которые переслаиваются с аргиллитами. В них находятся три пласта коллектора, насыщенных водой в интервале 684,2-685,0 м, 692,4-693,2 м, 695,4-697,0 м. В первом пласте показания ГК минимальны, а средние значения НГК свидетельствуют о плотности карбонатного коллектора. А в двух следующих пластах значения ГК увеличиваются, что говорит о глинистости коллектора. По электрическим методам видны высокие значения напротив пластов, что может быть связано с наличием высокоминерализованной воды. Кривые интервального времени показали пониженные значения. Значения ГГК-п дали повышенные показания. ЯМК тоже дал знать о наличии свободного флюида. То есть ни один метод не остались равнодушными.

Далее залегают два мощных пласта глин, которые замечательно бьются по кривым ГК. А между ними на глубине 719,4 м – 720,8 м идет резкое снижение по ГК. И показания ИК, БК, КС становятся высокими, то есть в пласте есть нефтяные

проявления. По новым методам видим интересную картину. Кривые АК и ГГК четко выражают коллектор - кривая интервального времени снижается, а плотность по ГГК выросла. Но ЯМК никак не среагировал на пласт.

После второго мощного пласта глин на глубине 735,8 м – 736,6 м и 738,0 м и 739,6м залегают два аналогичных пласта коллектора слабонасыщенного.

Ниже через несколько метров на глубине 747,0 м – 754,6 м глинистость снижается до минимальных значений. Электрические методы дали максимальные значения. ЯМК показывает свободный флюид. Перед нами мощный пласт карбонатного коллектора, насыщенного нефтью.

Через два метра залегают аналогичный пласт меньшей мощностью почти 4 метра.

Таким образом, в результате сопоставления методов ГИС, был расчленен разрез среднего карбона, вскрытый скважиной 3. Разрез представлен переслаиванием известняков, аргиллитов и глин.

Интервалы и мощности пластов приведены в таблице 3.1:

Таблица 3.1

Интервалы и мощности пластов по линии скважин № 4-1-3-2-5

литология Скв.	Интервал глубин,м (мощность, м)				
	4	1	3	2	5
Глины	648,0-663,9 (15)	744-764 (20)	702-716 (14)	736-756 (20)	721-737 (16)
Коллектор карбонатный, нефтяной (C ₂ m ₁ vr)	665,6-667,2(1,6)	770,1-771,1 (1)	719,4-720,8 (1,4)		741,8-743,7 (2,4)
Глины	668,0-677,0(11)	772-785 (13)	721,5-731 (10,5)	762-776 (14)	744-754 (10)
Коллектор карбонатный (C ₂ m ₁ vr)	682,6-684,1(1,5)	792-793 (1)	735,8-736,6 (0,8)	783,4-784,8 (1,4)	760,4-764,5 (4,1)
Коллектор карбонатный (C ₂ m ₁ vr)	684,6-685,2(0,6)	794-798 (4)	738-739,6 (1,6)	85,5-786,8(1.3)	767,6-768,1 (0,5)
Коллектор карбонатный (C ₂ m ₁ vr)	690,1-690,6(0,5)	802,2-803 (0,8)		786,8-787,6 (1,3)	769,0-770,0 (1)
Коллектор карбонатный (C ₂ b)	96,7-697,7(1)	09,5-811,9(2,4)	747-754,6(7,6)	800-801,8 (1,8)	774-775,1 (1,1)

Коллектор карбонатный (C ₂ b)	699,1-699,8(0,7)	13,7-816,4(2,7)	756,2-760(3.8)	04,2-806,7(2,2)	775,6-776,7(1,1)
--	------------------	-----------------	----------------	-----------------	------------------

Два пласта глин верейских отложений наблюдается по всему профилю. У первого пласта мощность колеблется от 14 м (скв3) до 20м (скв. 1 и 2). А у второго пласта она лежит в пределах 14 метров.

Между этими пластами залегает пласт C₂ m₁vr . Мощность его изменяется от 1 до 2,4 метра. Пласт не прослеживается в скважине 2. На всем участке пласт слабонефтенасыщен. Это может быть связано с заглинизированностью участка.

В следующем пласте показания электрических методов высоки в скважинах 1 5, это свидетельствует о том, что в пластах есть нефть. В остальных скважинах пласт слабонефтенасыщен.

Далее прослеживается пласт, мощность которого меняется в пределах 4 метров. Коллектор уплотнен и поэтому насыщен нефтью слабо. Только в скважине 1 хорошее нефтенасыщение.

Последний пласт верейских отложений очень тонкий, уплотненный и местами глинистый.

Далее залегают отложения башкирского яруса - C₂b. Первый пласт прослеживается по всем скважинам. Мощность его колеблется в широких пределах от 1м до 7,6м. В скважине 2 нефтенасыщение снижается в связи с уплотнением коллектора.

А второй пласт меняется от 0,7м до 3,8м. в скважине 4 увеличивается глинистость пласта. Поэтому насыщение слабое. Далее по 2 скважинам пласты, насыщенные нефтью, а в двух последних скважинах на этом интервале увеличилась плотность коллектора, что и подтверждает слабую нефтенасыщенность в последних двух скважинах.

Подсчет коэффициента пористости по данным ГК и НГК производился по стандартной методике двух опорных пластов:

$$k_n = a * e^{(-b * A_{ny})} - c * A_v^d \quad (3.1)$$

где a, b, c, d – коэффициенты, численные значения которых определены на основе взаимной корреляции данных исследования керна и результатов ГИС.

A_{ny} и A_v- известные геофизические параметры по данным ГК и НГК, определенные по методу двух опорных пластов.

Коэффициент пористости по методу АК рассчитывался по формуле:

$$k_n = \Delta T - \Delta T_{ck} \setminus \Delta T_{ж} - \Delta T_{ck} \quad (3.2)$$

Значение ΔT определяется по диаграмме ΔT, ΔT_ж — по номограмме, ΔT_{ck}

выбирается в соответствии с известным минеральным составом скелета пород в исследуемом интервале.

Коэффициент пористости по методу ГГК-п был рассчитан по формуле:

$$K_p = (\delta_m - \delta) / (\delta_m - \delta_{ж}) \quad (3.3)$$

где δ_m -объемная плотность минерала, $\delta_{ж}$ -плотность жидкости, заполняющей поры, δ -плотность породы.

Коэффициент пористости по методу ЯМК должен рассчитываться на основании проведения калибровки (измерений в баке с водой значений сигнала свободной прецессии, как нулевое значение для шкалы пористости).

В данном случае таких данных не было и за нулевое значение было принято значение на глинах, а на максимальном значении сигнала была отмечена пористость по методу АК. Таким образом получилась шкала определения пористости по ЯМК.

В таблице 3.2 приведены данные рассчитанных коэффициентов пористости по методам НГК, АК, ГГК-п, ЯМК.

Таблица 3.2

	K_p по НГК, %	K_p по АК, %	K_p по ГГК-п, %	K_p по ЯМК, %
Скв.1				
Пл.1	10,1	12,4	15,2	10,9
Пл.2	13,1	14,6	18,1	13
Скв.2				
Пл.1	6,3	6,5	7,5	7
Пл.2	10,1	10,8	12,3	10
Скв.3				
Пл.1	12,7	9,9	12,3	14
Пл.2	12,6	9,2	7,5	12

Загипсованность карбонатного разреза мало сказывается при определении пористости комплексом ГГК-АК. По комплексу ГГК-НГК получают завышенную пористость (каждые 10 % примесей гипса ведут к увеличению отсчитываемой пористости на 4%). Литологическая характеристика, определяемая по зависимости ГГК-НГК, для загипсованных пород близка к действительной. На показаниях НГК-АК загипсованность при определении

пористости сказывается значительно слабее, чем на показаниях ГГК-НГК, но литологическая принадлежность породы выражена менее четко.

Каверновая пористость оказывает существенное влияние на результаты определения k_p и литологии комплексом НГК-АК и ГГК-АК. На результаты комплекса ГГК-НГК структура порового пространства не влияет. При наличии каверновой пористости сохраняется соотношение $k_{p1} > k_{p2} > k_{p3}$. Учитывая, что погрешность определения пористости рассматриваемыми методами составляет $\pm 2\%$, оценка $k_{p.кав}$ по комплексу ГГК-НГК-АК возможна для значений $k_{p.кав}$, превышающих погрешности.

Сравнивая k_p АК и НГК, видно, что в скважине 3 $k_{пннгк} > k_{пак}$. Можно сделать вывод о типе коллектора. Он кавернозный в обоих пластах. А в скважинах 1 и 2 $k_{пннгк} < k_{пак}$, значит коллектор трещинного типа.

Теперь сравним $k_{пак}$ и $k_{пггк-п}$. Здесь значения коэффициентов расходятся в скважине 1. Значит там есть вероятность загипсованности пластов.

Значения $k_{пямк}$ очень ценны для геофизиков, так как эта пористость является динамической или эффективной. В скважине 3 значения коэффициентов пористости по ЯМК выше, чем в остальных методах. И если бы здесь проводился только стандартный каротаж, мы бы получили заниженное значение пористости по НГК. Это так же подтверждает наличие каверн в скважине 3.

3.1 Промыслово-геофизические исследования, производимые управлением, были направлены на решение следующих задач:

1. Изучение геологического разреза, выделение коллекторов в интервале детальных исследований разрезов скважин, определение характера насыщения, толщины, удельного электрического сопротивления, коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, глинистости, проницаемости, запасов в открытом стволе скважины.
2. Опробование объектов в процессе проводки скважин опробователями пластов на кабеле и испытателями пластов на бурильных трубах.
3. Контроль за разработкой нефтяных залежей, исследование старого фонда скважин с целью доразведки карбонатных отложений и определения характера насыщения неперфорированных коллекторов в терригенных отложениях девона и бобринского горизонта.

Основными предпосылками для выбора проектируемого участка работ являются то, что участок находится в пределах оконтуренной продуктивной залежи углеводородов, связанной с продуктивными пластами. На запроектированных скважинах перед ГИС стоят следующие геологические задачи:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) Оценка характера насыщения коллекторов;
- 5) Определение водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов.

Поставленные геологические задачи решаются с помощью следующих геофизических методов: стандартный каротаж, ПС, БК, ИК, ГК, резистивиметрия, кавернометрия, акустический каротаж широкополосный, ядерно-магнитный каротаж, ГГК-п. Выбор методов исследования скважин должен проводиться исходя из необходимости решения поставленных ранее задач.

4. Методические вопросы.

4.1. Методика проектных геофизических работ

Основным проектным горизонтом бурения являются терригенные отложения девона и терригенные и карбонатные отложения нижнего карбона. Глубина скважин колеблется от 1200 м до 2000м. Практически все скважины наклонно-направленные.

Температура на забое скважин составляет 35-40 град. для девонских и 20 град. для бобриковских отложений. Пластовое давление равно 138-200 и 130 атм.

Бурение скважин осуществляется с использованием естественных водных суспензий в качестве промывочной жидкости. Перспективные на нефть отложения вскрываются на глинистом растворе с целью уменьшения зоны проникновения фильтрата. Проводится каротаж (РК, БК, ИК, стандартный каротаж 1/200). По методике интерпретации с использованием известного комплекса геофизических признаков выделяются перспективные интервалы для испытаний, намечается глубина установки верхнего и нижнего пакеров испытателя пластов. Для локализации нефтеносных пластов в разрезе можно провести отбор керна сверлящим керноотборником.

При бурении в пермских, каменноугольных, девонских отложениях встречаются зоны катастрофического поглощения промывочной жидкости, которые перекрываются металлическими профильными перекрывателями. В этих

скважинах продуктивные отложения вскрываются уменьшенным диаметром - 190 мм. По этим причинам условия производства ГИС усложняются: наблюдается искажение кривых ЯМК, ИК из-за наличия металлических стружек, непрохождение приборов, особенно ОПК.

Обычная конструкция скважин: рыхлые четвертичные отложения перекрываются направлением 12-60м.; отложения казанского, уфимского, кунгурского ярусов перми бурятся долотом 295мм и обсаживаются 9“ кондукторами 300-380м, остальная часть ствола скважины бурится долотом 215,9мм и крепится 5 или 6“ колонной.

Направление, кондуктор и колонна цементируются до устья.

Техника и методика работ стандартного комплекса ГИС

Геофизические методы для исследования скважин в терригенном разрезе на разведочном этапе включают проведение стандартного комплекса ГИС во всех без исключения разведочных скважинах (кроме аварийных) и специальных геофизических исследований в единичных скважинах.

Одним из основных методов изучения коллекторов является радиоактивный каротаж РК. Применение этого метода базируется на дифференциации горных пород по их естественной радиоактивности (ГК) и в изучении интенсивности вторичного гамма-поля, образовавшегося в результате поглощения нейтронов ядрами породобразующих элементов (НГК). Исследования проводят эталонированной аппаратурой ДРСТ-3, в горизонтальных скважинах и при врезках - прибором ДРСТ-2. Масштаб записи составляет 1 гамма/см для ГК и 0,1 усл. ед./см для НГК. Запись проводится в масштабе глубин 1:500 по всему стволу скважины и 1:200 – в интервале детальных исследований. Скорость регистрации кривых достигает 200 - 500 м/ч. В основу метода КС положена возможность изучения и расчленения пород по их удельному электрическому сопротивлению. Удельное электрическое сопротивление горных пород характеризует их способность пропускать электрический ток.

Стандартный электрический каротаж (КС,ПС)

Удельное электрическое сопротивление горных пород определяется с помощью четырехэлектродного зонда АМНВ. Электрический ток вводится в породы через электроды, называемые токовыми. Разность потенциалов измеряется на некотором удалении от токовых электродов, между электродами М и N, называемыми измерительными.

Для измерения удельного электрического сопротивления горных пород в скважину обычно помещают три электрода вдоль ее оси. Четвертый электрод (В или N) располагаются около устья. Совокупность электродов, закрепленных на заранее заданных расстояниях, показывается обычным зондом КС.

Кажущееся сопротивление неоднородной среды:

$$\rho_k = k \Delta U / J, \quad (4.1)$$

где $k = 4\pi AM \cdot AN / MN$

k- коэффициент зонда.

Стандартный электрический каротаж проводится с целью стратиграфического расчленения разрезов, выделения коллекторов и оценки амплитуд ПС, значений КС вне интервалов детальных исследований. Стандартный электрокаротаж проводится аппаратурой серии Э (Э-31, КЗ-741) зондами N 11 M 0,5 A; N 4 M 0,5 A. Масштаб записи кривых составляет 25 Ом м/см для КС. Работы велись в масштабе глубин 1:500 по всему стволу скважины и в масштабе 1:200 – в интервале детальных исследований. Скорость записи кривых может достигать 3000 – 4000 м/ч.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проводилось в скважинах утвержденным комплексом зондов M 0,4 A 0,1B; M 0,8 A 0,1 B; M 2 A 0,5 B; M 4 A 0,5 B; M 7,5 A 0,75 B приборами серии Э (КЗ-741) с целью измерения кажущегося сопротивления горных пород. Масштаб записи кривых выбирался таким, чтобы можно было установить сопротивление с точностью до 5% от измеряемой величины КС, а отклонение кривой кажущегося сопротивления от «нулевой» линии было не менее 1 см. Исследования проводятся в масштабе глубин 1:200 в интервале детальных исследований.

Боковой каротаж (БК) проводился в комплексе с индукционным каротажом (ИК). Эти исследования позволяют оценить удельное электрическое сопротивление пластов – коллекторов, искаженное по данным БКЗ экранирующим влиянием вмещающих пород, и выделить коллекторы в карбонатном разрезе. При исследованиях используется аппаратура серии КЗ-741, Э-1, Э-31, Э-36 (для БКЗ) и комплексная аппаратура ИК – КАС, Э-32, Э-3М, АИК-5, ИК-42М (для ИК). Запись проводилась в интервалах детальных исследований в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи для БК - 1,0 Ом м/см, для ИК – 25 мсм/м/см.

Резистивиметрию в скважинах с целью определения удельного сопротивления бурового раствора, проводили одновременно с БКЗ. Масштаб

записи составлял 0,5 Ом м/см, масштаб глубин 1:500 по всему стволу и 1:200 – в интервалах детальных исследований. Замеры резистивиметром производились при спуске и подъеме кабеля. Скорость записи кривой может достигать 4000 м/ч. Кавернометрия использовалась для измерения диаметра бурящихся скважин, а также для уточнения границ пластов-коллекторов в разрезе скважин. Масштаб записи - 1:2, масштаб глубин - 1:500 по всему стволу и 1:200 – в интервалах детальных исследований. Допустимая скорость регистрации – 1000 м/ч. На диаграмме указывалась величина номинального диаметра скважины, относительно которой можно судить об увеличении или уменьшении диаметра скважины. Замеры проводились прибором Э-2.

Техника и методика проведения новых методов

Под «новыми» методами в данной работе нужно подразумевать не новейшие самые современные методы ГИС, которые находятся на стадии разработки и начали проводиться недавно, а методы которые не вошли в стандартный комплекс ГИС, такие как ядерно-магнитный каротаж, акустический каротаж и гамма-гамма каротаж (плотностной).

Ядерно-магнитный каротаж

Ядерно-магнитный каротаж является методом, который обеспечивает регистрацию сигнала свободной прецессии (ССП) в магнитном поле Земли ядер водорода, содержащихся в жидкости (нефть, вода) исследуемого пласта. Для возбуждения ССП в окружающей скважинный прибор ЯМК среде создается поляризующее магнитное поле, для чего через катушку индуктивности L датчика пропускается постоянный ток J_n . Под его воздействием пластовый флюид намагничивается, то есть создается, так называемый вектор ядерной намагниченности. Время прохождения тока J_n называется временем поляризации t_n , а его длительность выбирается в зависимости от окружающей среды. Оно должно быть не менее $3T_1$, где время T_1 является релаксационной характеристикой флюида в пластовых условиях. Обычно время t_n не превышает 2,5сек.

По истечению времени t_n с измерительной панели подается команда на выключение тока поляризации. За время t_n проходит выключение тока поляризации и с момента $t=0$ начинается прецессия вектора ядерной намагниченности в магнитном поле Земли. В результате в окружающем скважинный прибор пространстве возникает переменное электромагнитное поле,

которое наводит в катушке датчика экспоненциально затухающее напряжение U_i сигнала свободной прецессии с частотой ω_0 .

$$U_i = U_0 e^{-t/T_2} \sin(\omega_0 t) \quad (4.2)$$

U_0 - напряжение на датчике в любой момент прецессии t_0 ;

U_i - напряжение на датчике в любой момент времени t_i после начала прецессии,

$$\omega_0 = H_0 \gamma \quad (4.3)$$

где: H_0 - напряженность магнитного поля Земли;

γ – гиромагнитное отношение ядра водорода.

На рис.4.1, приведена огибающая положительных значений напряжения сигнала свободной прецессии и обозначены все времена, необходимые для количественной обработки результатов, получаемых при метрологических и скважинных замерах.

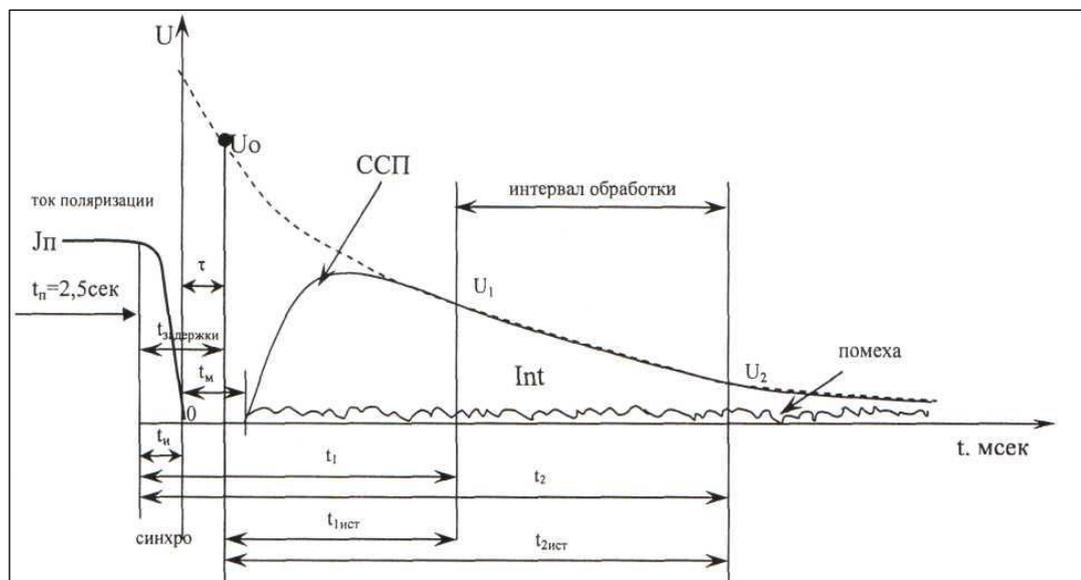


Рис.4.1. Сигнал ЯМК и его основные параметры:

_____ - огибающая сигнала;

----- восстановленная экспонента;

τ - сдвиг начала координат для расчета U_0 ;

t_1 и t_2 - начало и конец интервала обработки.

Процесс замера сигнала свободной прецессии протекает в следующем порядке. После подачи команды через время t_u происходит выключение тока поляризации J_n . При этом на приемной катушке датчика за счет её индуктивности развивается ЭДС самоиндукции величиной до 350÷400 в. Поэтому использование её в качестве приёмной с подключением ко входу измерительного усилителя может быть только после истечения времени t_m («мертвого» времени),

в течение которого ЭДС самоиндукции затухает до начала прецессии на величину τ . Поэтому U_0 определяется не в точке $t=0$, а в точке τ (рис.4.1).

Самым распространенным прибором ЯМК является ЯК-8.

Ограничением применения ЯМК является следующее:

- диаметры скважин должны быть не менее 120 мм;
- в стволе скважины должна находиться глинистая промывочная жидкость с целью исключения искажающего влияния свободной воды ПЖ на сигнал ЯМК;
 - маленькие емкости в виде трещин могут полностью кольматироваться твердой фазой ПЖ, и сигнал по ЯМК будет резко снижаться. [Абдуллин Р.Н., Аглиуллин М.Я]

Волновой акустический каротаж

В основе акустических методов лежит различие упругих свойств пород, слагающих разрезы скважин. Горные породы в естественном залегании являются упругими телами. Если на элементарный объем породы, условно принимаемый за точку, в течение некоторого времени будет действовать какая-либо сила, то происходят деформация частиц породы и их перемещение, то есть в этом слое возникают изменяющиеся во времени деформации. В результате во всех направлениях от точки приложения возбуждающей среды совершит колебания около своего первоначального положения. После чего она успокоится.

Есть два типа волн – продольные(P) и поперечные(S).

Скорость распространения упругой волны по ходу луча зависит от упругих свойств и плотности среды, а также от типа волны. Модуль продольного растяжения (модуль Юнга) E равен отношению приложенного напряжения p к вызванному относительному удлинению образца Δl :

$$E = p \setminus \Delta l \quad (4.4)$$

Коэффициент поперечного сокращения (коэффициент Пуассона) σ является коэффициентом пропорциональности между относительным поперечным сокращением Δl_c данного упругого тела и его относительным удлинением

$$\sigma = \Delta l_c \setminus \Delta l. \quad (4.5)$$

Скорость распространения продольной упругой волны в породе:

$$V_p = \sqrt{E(1 - \sigma) \setminus \delta_n(1 + \sigma)(1 - 2\sigma)} = K + 4 \setminus 3G \setminus \delta_n, \quad (4.6)$$

Где δ_n - плотность породы; G - модуль сдвига; K - модуль всестороннего сжатия.

Скорость распространения поперечной волны:

$$V_s = \sqrt{E / 2 \delta_n (1 + \sigma)} = \sqrt{G / \delta_n} \quad (4.7)$$

Скорость распространения поперечной волны приблизительно в 1,73 раза меньше скорости распространения продольной волны, следовательно, продольная волна приходит к удаленным точкам раньше, чем поперечная.

При акустических исследованиях горных пород измеряют кинематические и динамические характеристики продольных и поперечных волн. Кинематические характеристики определяют скорость распространения упругих волн в породах: 1) время распространения упругих колебаний между приемником и ближним или дальним излучателем t_1 и t_2 ; 2) интервальное время распространения упругой волны $\Delta t = t_2 - t_1$. Динамические характеристики связаны с поглощающими свойствами исследуемой среды: 1) относительными амплитудами продольных и поперечных колебаний от ближнего и дальнего излучателей- A_{1p} , A_{2p} и A_{1s} , A_{2s} ; 2) коэффициентами поглощения- $\alpha_{yz p}$ и $\alpha_{yz s}$ соответственно для продольной и поперечных волн.

$$\alpha_{yz} = (1/\Delta L) 20 \lg A_1/A_2 = (1/\Delta L) \ln A_1/A_2; \quad (4.8)$$

где A_1, A_2 – амплитуды наблюдаемой волны на расстояниях L_1 и L_2 , $\Delta L = L_2 - L_1$. [Дьяконов Д. И., М., Недра, 1984]

Основными параметрами АК, позволяющими отличать трещинно-кавернозные коллекторы от пород с гранулярной пористостью являются следующие:

- 1) Перебитость фаз акустического сигнала по соседним трассам.

Данный признак может быть определен по фазово-корреляционным диаграммам (ФДК) или волновым картинкам.

Параметром, позволяющим количественно оценить степень перебитости фаз акустического сигнала является параметр когерентности, представляющим собой нормированную функцию взаимной корреляции соседних трасс или двух зондов на одной глубине. По выбору интерпретатора могут быть использованы параметры когерентности P, S или St-волн.

1) Перебитость фаз является результатом наложения прямой волны и различных волн-помех (отраженная, рефрагированная, обменная и др.), приходящих в точку приема с различными фазами, что, в конечном итоге, изменяет форму акустического сигнала. Наиболее сильно этот эффект сказывается на поперечной волне, поэтому при выделении интервалов с вторичной пористостью целесообразно использовать параметр когерентности сигнала.

2) Энергия акустического сигнала.

Энергия АК- сигнала является вторым наиболее информативным параметром для выделения пород с вторичной пористостью. С увеличением трещиноватости энергий волн падает, причем наиболее существенное уменьшение претерпевает поперечная волна, энергия которой может уменьшаться в 100 и более раз. Следует иметь ввиду, что энергия S-волны уменьшается и с увеличением пористости породы, хотя и не с столь значительной степени. Для уменьшения влияния пористости порового коллектора в качестве информативного параметра трещиноватости целесообразно использовать параметр отношения энергий поперечной и продольной волн (E_s/E_p). [Абдуллин Р.Н., Аглиуллин М.Я]

Аппаратура акустического каротажа МАК-2

Предназначена для исследования разрезов необсаженных скважин и контроля качества цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин, заполненных негазированной жидкостью.

Область применения - необсаженные скважины диаметром от 100 до 220 мм с углом наклона до 30', диаметром от 220 мм до 320 мм с углом наклона до 15', а также обсаженные скважины с внутренним диаметром обсадной колонны от 100 до 155 мм с углом наклона до 45' и с внутренним диаметром от 155 до 320 мм с углом наклона до 30'

Комплект поставки - два скважинных прибора (один с излучателем диаметром 73 мм, другой - с излучателем диаметром 100 мм) и наземный блок управления, обеспечивающий питание скважинного прибора и управление его коэффициентом усиления, а также формирующий на отдельных выходах сигналы волновых картин и синхроимпульсы, поступающие из скважинного прибора.

По желанию заказчика возможна поставка двух скважинных приборов с одинаковыми излучателями (диаметром 73 мм или 100 мм) в комплекте аппаратуры, а также поставка отдельных частей комплекта.

Аппаратура работает на трехжильном кабеле длиной до 5500 м с аналоговыми каротажными станциями, снабженными измерительными панелями УЗБА-21 или УЗБА-21А, или с компьютеризированными каротажными станциями, снабженными каротажными регистраторами «Гектор».

Для сопряжения с компьютером по отдельному заказу поставляются модуль контроля глубин и модуль быстрого АЦП, обеспечивающие оцифровку

сигналов волновых картин и информации о глубинах каротажа. Вместе с данными модулями поставляется программное обеспечение автоматической регистрации, визуализации, интерпретации и вывода получаемых каротажных данных и результатов интерпретации в виде твердой копии на термоплоттере или ЭСПУ-К. [WWW.NPF-GEOFIZIKA.RU]

Основные технические характеристики

Диапазон измерений интервального времени распространения упругих волн, мкс/м	120-600
Диапазон измерений коэффициента затухания упругих волн, дБ/м	3~30
Предел основной относительной погрешности измерений интервального времени, %	±3,0
Предел основной абсолютной погрешности измерений коэффициента затухания в диапазоне:	
от 3 до 15 дБ/м, дБ/м	±1,4
от 15 до 30 дБ/м, дБ/м	+2,8
Габаритные размеры скважинного прибора, мм:	
длина	3 850
диаметр (без учета центраторов)	73
диаметр с низкочастотным излучателем (без учета центраторов)	100
Масса скважинного прибора, кг	85
Потребляемая мощность, Вт	<u>25</u>

Гамма-гамма-плотностной каротаж

Автор более подробно рассмотрела этот метод, так как он является наименее распространенным в отличие от других методов и тем самым вызвал интерес.

Интенсивность рассеянного гамма-излучения, регистрируемая индикатором, зависит от плотности породы, длины зонда, активности и природы источника первичного гамма-излучения. По мере увеличения плотности рассеивающей среды интенсивность гамма-излучения сначала возрастает, достигая максимума, а затем падает. Повышение интенсивности регистрируемого излучения в области малых плотностей обусловлено увеличением количества рассеянных гамма-квантов в связи с ростом числа электронов в единице объема

породы и, следовательно, с увеличением ее плотности. Последующее уменьшение интенсивности гамма-излучения связано с поглощением веществом части рассеянных гамма-квантов вследствие фотоэффекта.

С увеличением плотности пород интенсивность рассеянного гамма-излучения падает.

Глубинность исследования плотностного метода рассеянного гамма-излучения мала (10—15 см.) и зависит от длины зонда, мощности источника, энергии первичных гамма-квантов, плотности горных пород.

С увеличением длины зонда глубинность этого метода возрастает. Однако при этом растет статистическая погрешность регистрации рассеянных гамма-квантов, что вызывает необходимость использования более мощных источников. Опытными работами установлено, что для исследования железных руд оптимальными являются зонды длиной 30—50 см, руд тяжелых элементов — зонды длиной 20—40 см, для определения пористости осадочных горных пород — зонды длиной 40 см.

Мощность источника выбирается такой, чтобы рассеянное гамма-излучение превышало естественное гамма-излучение пород в несколько раз и тем самым обеспечивало малую статистическую погрешность регистрации, но не превышало допустимой дозы гамма-облучения обслуживающего персонала. Обычно применяются источники гамма-излучения активностью от $0,37 \cdot 10^4$ до $1,85 \cdot 10^4$ расп./с.

Увеличение начальной энергии гамма-квантов вызывает повышение их проникающей способности и, следовательно, глубинность метода. С этой точки зрения предпочтительнее источник ^{60}Co .

Между радиусом исследования ГГК-П и числом электронов в единице объема горной породы, а значит и ее плотностью существует обратно пропорциональная зависимость. Вследствие малой глубинности ГГК-П на его показания большое искажающее влияние оказывает изменение диаметра скважины, физических свойств заполняющей скважину жидкости и толщины глинистой корки, наличие или отсутствие обсадных колонн и т. д. Так, при наличии глинистой корки плотность исследуемой среды снижается, а показания ГГК-П, следовательно, повышаются. [Дьяконов Д. И., М., Недра, 1984]

С целью уменьшения влияния скважинных условий на результаты ГГК-П применяют зонды больших размеров и скважинные приборы специальной

конструкции. Наиболее новой аппаратурой является двухзондовая скважинная измерительная установка ГГК-2, которая входит в состав аппаратуры МАРК-1.

Модульная аппаратура радиоактивного каротажа МАРК-1

Предназначена для исследования нефтегазовых скважин комплексом стандартных методов радиоактивного каротажа, включающим гамма-каротаж (ГК), плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-2) и нейтронный каротаж, двухзондовой установкой (НК-2).

Применяется для исследования поисковых, разведочных и эксплуатационных нефтяных и газовых скважин.

Аппаратура представляет собой скважинный прибор, который включает в себя модуль ГК, модуль НК-2 и модуль ГГК-2. Помимо полного комплекса предусмотрена автономная работа каждого модуля или любое парное сочетание модулей. Измеряемые параметры и единицы измерения

Мощность экспозиционной дозы гамма-излучения (МЭД), Р, мкР/ч.

Объемная плотность, г/см³.

Водонасыщенная пористость, Кп, % пор.

Тип источника нейтронов - плутоний-бериллиевый ИБН 8-5 с выходом 1×10^7 н/с.

Общее количество источников - два.

Детекторы гамма-излучений - сцинтилляционные NaJ(Tl).

Детекторы нейтронов - гелиевые счетчики СНМ-56.

Регистрация показаний — в цифровом и аналоговом виде.

Обработка и интерпретация цифровых показаний - автоматизированная, с помощью ПЭВМ.

В комплект поставки входят по одному модулю каждого типа.

По требованию заказчика возможна поставка отдельных модулей.

Программа обработки и интерпретации поставляется отдельно по требованию заказчика.



Рис.4.2. Модульная аппаратура радиоактивного каротажа МАРК-1

Рассмотрим назначение прибора модуля ГГК-2:

1. Модуль предназначен для измерения и непрерывной регистрации объемной плотности горных пород по показаниям двух зондов ГГК при ведении геофизических исследований нефтяных и газовых скважин.

2. Модуль может эксплуатироваться автономно, а также в составе модульной комбинированной аппаратуры радиоактивного каротажа МАРК-1.

3. Модуль применяется для исследования необсаженных скважин диаметром от 146 до 300 мм и глубиной до 5000 м.

4. Запись показаний зондов ГГК осуществляется в цифровом виде с шагом квантования по глубине от 0,1 до 0,2 м или в аналоговом виде с помощью наземных панелей типа ИПРКУ-А, «Кура-2М» или аналогичных по назначению.

5. В качестве канала связи модуля с наземной панелью используют трехжильные бронированные кабели типа КГЗ-70-180 или другие по ТУ 16.К64.01 длиной до 5000 м, имеющиеся в геофизических партиях.

6. Тип и активность рабочего источника гамма-излучения: цезий-137 ТУ 95.957 активностью $(1,28 \pm 0,33)10^{10}$ Бк (10Омг-экв.Ра), создающий на расстоянии 1 м мощность экспозиционной дозы $(5,95 \pm 1,55)10^9$ А/кг.

7. Обработка и интерпретация цифровых материалов, зарегистрированных модулем, осуществляется с помощью ПЭВМ по программе, поставляемой по отдельному договору с разработчиком.

А теперь рассмотрим технические данные модуля:

1. Диапазон измерения объемной плотности от 2,0 до 3,0 г/см³.
2. Параметры импульсов на выходе модуля:
 - 1) амплитуда не менее 3,5 В;
 - 2) длительность (45 ± 10) мкс.
3. Ток, потребляемый модулем в режиме измерения, (100 ± 10) мА.
4. Ток, потребляемый электромеханическим приводом прижимного устройства, не более 1,5 А при напряжении на головке модуля не более 27 В.
5. Диапазон рабочих температур от минус 10 до 120 °С.
6. Максимальное рабочее гидростатическое давление 80 МПа.
7. Габаритные размеры модуля: максимальный поперечный размер 80 мм, длина не более 3500 мм.
8. Масса модуля 90 кг.
9. Усилие прижима модуля ГГК-2 при диаметре скважины 250 мм не менее 15 кг.
10. Время полного раскрытия и закрытия прижимного устройства не более 4 мин.
11. Продолжительность непрерывной работы модуля в нормальных условиях 8 ч.
12. Время установления рабочего режима модуля 30 мин с момента включения.
13. Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении объемной плотности ± 2 %.
14. Пределы допускаемых значений дополнительной относительной погрешности, вызванной изменением температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, не превышают половины пределов основной относительной погрешности.
15. Полный средний срок службы – не менее 6 лет.

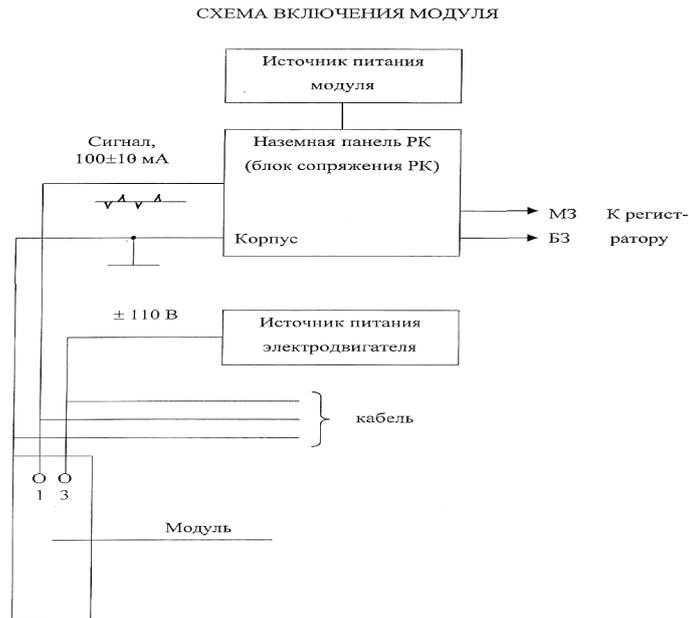


Рис.4.3 Схема включения модуля ГГК-2

Результаты измерений ГГК-П выражаются в импульсах в минуту или в условных единицах. За условную единицу принимаются показания радиометра, соответствующие воде (среде с плотностью 10^3 кг/м^3) или алюминию (среде с плотностью $2,65 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$).

Точку записи при ГГК обычно относят к середине расстояния между источником и индикатором. Кривые всех модификаций ГГК по форме аналогичны кривым ГК, и определение границ пластов, учет влияния инерционности измерительной аппаратуры осуществляются по тем же методикам, что и в гамма-методе.

Плотностной гамма-гамма-каротаж позволяет расчленять геологический разрез, выделять различные полезные ископаемые, определять пористость пород. Кроме того, он применяется для решения некоторых технических задач.

Расчленение разреза ГГК-П, выделение пластов-коллекторов и полезных ископаемых основаны на различии плотности основных породообразующих минералов. Ангидриты на диаграмме ГГК-П отмечаются минимальными показаниями, слабопористые разности доломита и известняка — несколько повышенными значениями. Максимальные показания ГГК-П соответствуют кавернам, в которых зондовая часть прибора не прилегает к стенке скважины, наиболее высокие показания в ровной части ствола — пластам каменной соли, средние и высокие показания — пористым известнякам, песчаникам и доломитам, а также пластам гипса. Высокими показаниями могут характеризоваться глины,

содержащие каверны, а также иногда залегающие в верхней части разреза при ровной стенке скважины (за счет большой водонасыщенности). Низкие показания ГГК-П характерны для неразмывтых глин, расположенных на больших глубинах и имеющих низкую пористость.

С увеличением пористости уменьшается плотность горных пород в однотипном разрезе, поэтому пласты-коллекторы на диаграммах ГГК-П отмечаются высокими показаниями. Однако в неглинистом карбонатном разрезе увеличение показаний ГГК-П обусловлено, не только пористостью пород, но и наличием глинистой корки.

Описываемым методом можно определять глубину залегания, мощность и строение угольных пластов [$\delta_{пл}=(1,2\div1,8)10^3$ кг/м³], а в благоприятных условиях — их зольность. Плотностной гамма-гамма-каротаж применяют также для выделения хромитовых руд [$\delta_{пл}=(3,7\div4,5)10^3$ кг/м³] среди змеевиков и серпентинитов [$\delta_{пл}=(2,5\div2,6)10^3$ кг/м³], колчеданных руд [$\delta_{пл}=(3,5\div4,5)10^3$ кг/м³] среди вмещающих пород [$\delta_{пл}=(2,6\div2,8)10^3$ кг/м³], марганцевых ($\delta_{пл}=4,5\div10^3$ кг/м³) и железных руд ($\delta_{пл}=3,4\div10^3$ кг/м³), бокситов ($\delta_{пл}=3\cdot10^3$ кг/м³), флюоритов ($\delta_{пл}=3\cdot10^3$ кг/м³), полиметаллических руд и калийных солей.

В нефтяных и газовых скважинах ГГК-П наиболее эффективен при оценке пористости горных пород, которая основана на связи плотности $\delta_{пл}$ с коэффициентом пористости k_p :

$$\delta_{пл} = (1 - k_p) \delta_{ск} + k_p \delta_{ж}. \quad (4.9)$$

где $\delta_{ск}$ — минеральная плотность горной породы (скелета); $\delta_{ж}$ — плотность флюида (газ, вода, нефть), заполняющего поровое пространство;

Плотностной гамма-гамма-каротаж является одним из немногих методов промысловой геофизики, одинаково чувствителен к изменению пористости в областях ее малых и больших значений. В этом его основное преимущество при определении коэффициентов пористости.

Данные ГГК-П широко используются также для изучения и контроля технического состояния скважин: отбивки цементного камня и муфт на обсадных колоннах, контроля доброкачественности колонны, уровня жидкости в скважине.

4.2 Интерпретация геофизических данных

Регистрация диаграмм всех геофизических методов исследования разрезов скважин ведется согласно “Технической инструкции на проведение геофизических исследований”.

К диаграммам различных геофизических параметров предъявлялись следующие требования:

1. Зарегистрированные кривые соответствовали нормальной характеристике исследуемого разреза, известной из предыдущих геофизических исследований в данном районе.

2. Погрешности определения кажущегося сопротивления и других параметров не превышали 5 – 10%. Погрешность оценки диаметра скважины на кавернограмме была не более 1,5 см.

3. В скважинах, верхняя часть которых уже исследовалась, выполнялись повторные измерения – перекрытия замеров в нижней части ранее изученного участка не менее 50 м.

4. Кривые не должны быть искажены влиянием утечек тока, индуктивных наводок и т.п.

5. Допустимая погрешность определения глубин до 1000 м составляла 1м.

6. На диаграммах фиксировались положения меток и указывались соответствующие им глубины.

Диаграммы, записанные в скважине, являются подлинниками и сдаются интерпретационной службе.

Интерпретации диаграмм геофизических методов исследований скважин предшествовала их предварительная обработка, включающая оформление и оценку качества.

Качество проведенных на скважинах измерений зависит от технического состояния аппаратуры, оборудования, кабеля, соединительных цепей, скорости регистрации, точности определения глубин и т.д.

На подлинниках диаграмм приводятся следующие сведения:

- а) наименование геофизического управления, конторы, партии;
- б) название площади;
- в) вид исследования;
- г) интервал исследования;
- д) данные о конструкции скважины – глубина забоя, диаметр долота и глубина колонны;
- е) данные о техническом состоянии скважины;
- ж) тип и номер станции;
- з) скорость и масштаб регистрации глубин, масштаб глубин;

к) дата измерений, подпись оператора и дополнительные сведения.

Качество материалов оценивалось следующими градациями: отличное, хорошее, удовлетворительное, брак.

Отличное качество – результаты работ полностью соответствуют техническим требованиям.

Хорошее качество – диаграммы соответствуют техническим условиям, но содержат незначительные дефекты, которые возможно исключить при дополнительной обработке.

Удовлетворительное качество – результаты измерений имеют дефекты, которые можно устранить лишь частично.

Брак – диаграммы записаны с погрешностями, превышающие допустимые, или упущениями и помехами, которые невозможно устранить при обработке, в результате чего материал не может быть использован для решения задач, поставленных перед данным видом исследования.

Особенности изучения карбонатных коллекторов

Карбонатные коллекторы отличаются от терригенных следующими особенностями:

1. полиминеральным составом матрицы породы, включающей кальцит, доломит, глинистый и силикатный материал, а также ангидрит, гипс, битумы. Каждый дополнительный компонент матрицы вынуждает расширять комплекс методов определения пористости коллекторов, поскольку все эти методы к вариациям минерального состава породы.

2. сложностью и разнообразием структур порового пространства. Они различаются не только сечением и конфигурацией первичных пор, характеризующих матрицу карбонатной породы, но также вторичным пустотным пространством, образующимся из трещин и каверн различных размеров и направленности. Этот фактор коренным образом влияет на коллекторские свойства карбонатных пород, существенно отражается на показаниях электрических и акустических методов и является наиболее трудноучитываемым, особенно на количественном уровне.

3. широким диапазоном фильтрационных свойств коллекторов, включающих породы с проницаемостью, изменяющихся до шести порядков для газа. При этом для карбонатных коллекторов часто характерна двойная система фильтрационных каналов: одна охватывает поры матрицы, другая – трещины. Последние имеют на порядки большую проницаемость и тем самым

обеспечивают промышленные притоки углеводородов, дренируя низкопроницаемую матрицу, содержащую нефть и газ. Породы-коллекторы с двойной системой фильтрации могут иметь низкую пористость менее 5-6%. Их влияние и оценка весьма затруднены как по данным ГИС, так и по данным керна и испытаний.

Наличие в карбонатных разрезах чисто трещинных коллекторов с развитой системой макротрещин является объективной реальностью, однако выделение их в разрезе возможно лишь по данным гидродинамических или промыслово- геофизических исследований скважин.[Абдуллин Р.Н., Аглиуллин М.Я.]

Особенности литологического расчленения карбонатного разреза методами ГИС

Трудности поисков и разведки нефтяных месторождений и залежей, связанных с карбонатными породами, заключаются в резкой литолого-петрографической неоднородности по вертикали и горизонтали, изменении структурного коэффициента пород, которые обусловили сложные неоднозначные зависимости измеряемых геофизических параметров от коллекторских свойств и их насыщенности. Это усугубляется ещё и определенными ограничениями изучения карбонатных пород прямыми методами. При крайне низкой представительности кернавого материала и почти полном его отсутствии из нефтенасыщенных пластов определенные по керну данные обычно далеко не соответствуют характеристике пласта в естественном залегании. Причина несоответствия заключается в том, что по керну оценивается только емкость межзерновой пористости. Каверновая и трещинная емкости по керну практически не определяется.

Загипсованность, доломитизация, развитая вторичная пористость (трещиноватость и кавернозность), глубокое проникновение фильтрата бурового раствора в пласт, искажение каротажных характеристик вследствие вскрытия и исследования пластов на воде – вот неполный перечень, обуславливающих неоднозначную интерпретацию геофизических данных в этих горизонтах.

Прежде чем приступить к расчленению разреза, диаграммы различных методов увязываются по глубине. Для этого используются показания различных методов, соответствующие пластам с наиболее четкой характеристикой. После корректировки глубин диаграммы различных методов совмещаются по глубине.

Расчленение разреза производят на основании того, что породы характеризуются определенными значениями параметров на диаграммах различных методов.

Карбонатные породы характеризуются в основном высоким удельным сопротивлением. Высокопористые и плотные известняки и доломиты: показания ПС изменяются в широких пределах – от максимально отрицательных до незначительно положительных при наличии глинистого цемента, в битуминозных породах иногда отмечаются положительные аномалии (у плотных известняков). Показания ГК низкие - в известняках, повышенные – в доломитах и битуминозных породах. Показания НГК в высокопористых известняках низкие и средние в водо- и нефтенасыщенных пластах; у плотных известняков напротив пластов насыщенных водой или нефтью показания НГК высокие. Если известняки глинистые, то на диаграммах ПС аномалии практически отсутствуют, а показания ГК имеют промежуточные значения между показаниями в глинах и плотных известняках; в водо- и нефтенасыщенных пластах средние и низкие значения вызванной радиоактивности на диаграммах НГК.

В карбонатных породах диаметр скважин близок к номинальному. При вскрытии коллектора диаметр скважины уменьшается. [Дахнов В. Н., М., Недра, 1982]

Карбонатные коллекторы условно можно подразделить на высокопористые (с межзерновой пористостью) и трещинно-кавернозные.

Карбонатные коллекторы с высокой пористостью имеют такую же геофизическую характеристику, как и песчаные; их выделяют следующим способом.

1. Отмечают в разрезе глины, аргиллиты и глинистые карбонатные породы. Для этого в основном используют данные ПС и ГК: против глинистых пород на кривой ПС наблюдаются максимумы потенциала, а на кривой ГК – высокие показания. Для глин, аргиллитов и сильно глинистых карбонатных пород характерно также низкое удельное сопротивление их и увеличение диаметра скважины.

2. Оставшиеся неглинистые породы разделяют на малопористые и пористые; последние могут рассматриваться, как возможные коллекторы.

Для выделения пористых разностей используют следующие признаки:

1. Низкие показания на диаграммах микрокаротажа.

2. Пониженные показания на кривой нейтронного каротажа (исключение, как обычно, составляют газоносные пласты).

Следует отметить, что против неглинистых пород коллекторов обе кривые радиоактивного каротажа (ГК и НГК) отклоняются в одну сторону – влево.

Выделение коллекторов в разрезе, представленном карбонатными породами, значительно упрощается, если в нем не содержатся глинистые породы. В этом случае пористые разности четко отмечаются среди малопористых пород карбонатной толщи по большим временам пробега (малым скоростям) на кривой акустического каротажа и минимумами на кривой НГК.

Удельное сопротивление не является характерным параметром для карбонатных коллекторов. Исключение составляют очень низкие удельные сопротивления (до 10 – 20 Ом м), обычно соответствующие высокопористым водоносным пластам, и очень высокие удельные сопротивления (порядка нескольких тысяч Ом м), типичные для плотных карбонатных пород; в связи с содержанием остаточной воды удельное сопротивление нефтеносных пород не достигает столь больших значений.

Трещинные и трещинно-кавернозные коллекторы, к которым относится значительное число карбонатных пластов, часто не имеют четко выраженной каротажной характеристики и выделить их непосредственно по данным каротажа довольно трудно. Лишь в отдельных районах трещинные породы имеют отличительные признаки на кривых тех или иных видов каротажа, достаточные для распознавания. Так, кривые бокового микрокаротажа и кавернограммы обычно изрезаны; кажущиеся сопротивления, замеренные обычными зондами, боковым микрозондом и другими зондами значительно меньше значений их против окружающих плотных пород. Показания ГК и НГК такие же, как против неглинистых плотных пород.

В благоприятных случаях (неглинистые и негазоносные породы) наличие трещинных коллекторов может быть установлено путем сопоставления и количественного анализа данных электрического каротажа, нейтронного каротажа и результатов анализа керна.

Интерпретация диаграмм ядерно-магнитного каротажа

Определение границ пластов. Однородный пласт на кривых ЯМК выделяется симметричной аномалией с максимумом в середине пласта. Его границы определяются точками перегиба кривой. Если ширина аномалии меньше

длины L зонда ЯМК, границы пласта находят, откладывая внутрь аномалии от ее верхней и нижней границ отрезки длиной L .

Отсчет кажущегося $I_{сф,к}$ и определение истинного $I_{сф,и}$ значения индекса свободного флюида. Величину $I_{сф,к}$ определяют на участке максимального отклонения кривой U в середине пласта, мощность которого больше размера зонда. Истинное значение $I_{сф,п}$ устанавливают по величинам $I_{сф,к}$ по методике изложенной в соответствующих руководствах, учитывая влияние скважины, глинистой корки и других факторов.

Выделение коллекторов и определение их эффективной пористости. Величина $I_{сф,п}$ близка к значению эффективной пористости коллектора $k_{п,эф}$, поэтому график $I_{сф}$ (ИСФ) рассматривают как диаграмму параметра $k_{п,эф}$ и определяют его, полагая $k_{п,эф} = I_{сф,п}$ - Коллекторами считают пласты, в которых $k_{п,эф} > 1\%$, учитывая, что значения $k_{п,эф} < 1\%$ могут соответствовать отклонениям кривых U , обусловленным аппаратурными помехами.

Интерпретация диаграмм акустического метода

Кривая интервального времени регистрируется в линейном масштабе так, что величина ΔT растет слева направо. Кривая затухания регистрируется в линейном либо логарифмическом масштабе a . Таким образом, породы с высокой пористостью и повышенным ослаблением энергии волн отмечаются на фоне вмещающих пород максимумами на кривых ΔT и a . Аномалии указанных параметров симметричны относительно середины пласта. Границы его при любом соотношении размера зонда L и мощности h находятся по точкам, смещенным на $L/2$ от основания аномалии к середине пласта (рис.5.2.1).

150 250 350 150 250 350 150 250 350 150 250 350 ΔT , мкс/м
 $H = 0,2\Delta L$

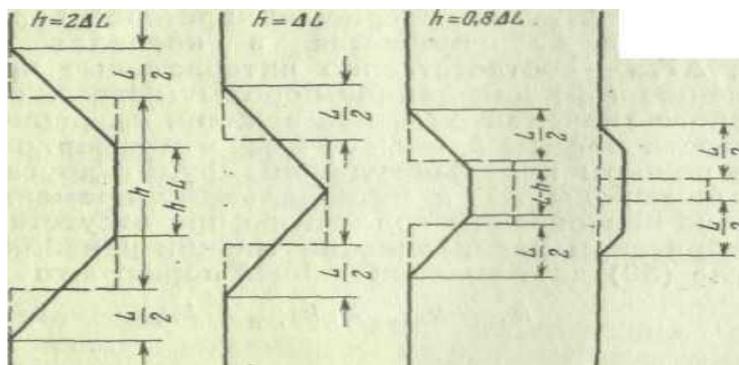


Рис.4.4 Теоретические формы аномалий и определение границ пластов по диаграммам акустического зонда. $\Delta L = L_2 - L_1$ - расстояние между приемниками (база зонда)

Определение пористости по диаграммам ΔT состоит из нескольких операций.

Оценка качества диаграмм. Кривые T_1 , T_2 , ΔT , не удовлетворяющие одному из стандартных требований, являются браком, и интерпретации не подлежат.

Определение границ пластов.

Отсчет ΔT в пределах аномалии проводят для участков разреза, отмечаемых номинальным диаметром d_n или $d_c < d_n$ на кавернограмме; пласты с $d_c > d_n$ не интерпретируются. Поскольку во внимание не принимаются пласты мощностью $H < L$, влияние вмещающих пород на ΔT не учитывают. Влиянием скорости подъема V зонда и постоянной t интегрирующей ячейки на ΔT пренебрегают при $V < 1000$ м/ч, $t < 0,5$ с.

Разделение пластов на группы по затуханию α . Все интервалы разреза, выбранные для интерпретации, делят на три группы- с низкими, средними и высокими α . Первая группа представлена терригенными и карбонатными породами с межзерновой пористостью низкой глинистостью; вторая- породами со средней глинистостью, умеренной трещиноватостью и газонасыщенными коллекторами; третья- породами с высокой глинистостью, высокопористыми рыхлыми коллекторами, породами с интенсивной трещиноватостью по нормали к оси скважины.

Определение пористости. Для слабоглинистых межзерновых терригенных и карбонатных коллекторов, залегающих на глубине от 1,5-2км до 3-3,5км, величина k_p рассчитывается по формуле $k_p = \Delta T - \Delta T_{ск} \setminus \Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}$. Значение ΔT определяется по диаграмме ΔT , $\Delta T_{ж}$ — по номограмме, $\Delta T_{ск}$ выбирается в соответствии с известным минеральным составом скелета пород в исследуемом интервале.

В мономинеральной карбонатной породе расчет k_p по формуле дает значение $k_p = k_{п,мз} = k_{п,общ}$ в межзерновом коллекторе. В трещинно-межзерновом коллекторе с продольной ориентацией трещин полученное $k_p \approx k_{п,мз}$; с поперечными трещинами $k_p < k_{п,мз}$. В трещинно-кавернозно-межзерновом k_p лежит в пределах между $k_{п,общ}$ и $k_{п,бл}$

При изменении глубины и, следовательно, термобарических условий залегания пород в широком диапазоне для изучаемых объектов рекомендуется определять k_p по диаграммам ΔT с использованием экспериментальных зависимостей $\Delta T = f(k_p)$ и учетом t и p .

В продуктивных пластах значения k_p установленные описанными выше способами, рекомендуется вводить поправку f , учитывающую влияние на $\Delta T_{ж}$ частичного нефтегазонасыщения коллектора в зоне исследования акустическим методом

$$k_p' = f k_p$$

Здесь k_p — исправленное значение пористости. Величина f принимается равной 0,9 в нефтеносных и 0,7—0,8 в газоносных коллекторах.

Определение пористости по данным акустического метода нецелесообразно в разрезах с высокой пористостью ($k_p > 30\%$) и низкопористых породах с интенсивной трещиноватостью. [Латышова М.Г., М., Недра, 1981]

Интерпертация гамма-гамма-плотностного каротажа

Сначала осуществляется проверка стандартности и калибровка показаний приборов после их ремонта или смены детекторов.

Полевые калибровочные устройства (ПКУ) из алюминиевых блоков с продольной выемкой под прибор служат для проверки и установки масштаба диаграмм на скважинах.

Интерпертация приводится с аппаратурой РГП-2 и РКС-1.

Приборы РГП-2 регистрируют диаграммы $I_i \setminus I_{i\text{эт}}$ ($i = 1,2; I_{31} < I_{32}$), где $I_{i\text{эт}}$ — показания зондов в ПКУ (обычное для него $\delta_{\text{экр}} = 2,58 \text{ г/см}^3$), а также функцию $F(\delta) = (I_2 \setminus I_1) (I_{1\text{эт}} / I_{2\text{эт}}) - B I_1 / I_{1\text{эт}}$. Для разных приборов РГП-2 величина B постоянна и равна 0,6. Поэтому для проверки прибора и установки масштаба достаточно одного ПКУ.

Ниже показаны значения функции $F(\delta)$, с использованием которой можно проставить масштаб плотности на диаграммах.

$\delta, \text{ г/см}^3$	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0
$F(\delta)$	1,7	1,36	1,09	0,80	0,69	0,50	0,37	0,27	0,17	0,11	0,06

Если зарегистрированы лишь диаграммы I_1 и I_2 , определяют δ по палетке на рис. 4.5.2 Шифр кривой, на которую ложится точка с координатами $I_1 / I_{1\text{эт}}$ и $I_2 / I_{2\text{эт}}$, — $\delta_{\text{экр}}$. Если $h_{\text{пр}} \neq 0$, $\delta_{\text{пр}} < \delta$, точки ложатся левее штриховой линии, а при $\delta_{\text{пр}} > \delta$ — правее нее.

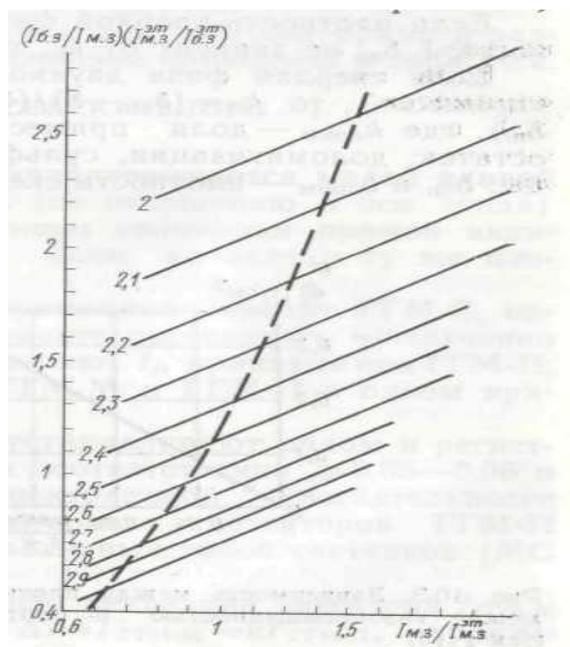


Рис.4.5. Палетка для определения плотности пород по данным ГГК (аппаратура РГП-2):

$I_{бз}$ и $I_{мз}$ - показания большого и малого зондов; $I_{бз}^{эТ}$ и $I_{мз}^{эТ}$ — то же в эталонировочном баке из алюминия.

Шифр кривых — плотность пород, $г/см^3$.

Штрихами показана линия пластов без глинистой корки ($h_{пр} = 0$)

В приборах РКС-1 непосредственно регистрируется диаграмма $\Delta\delta = \delta_{эКВ} - \delta_{эКВ-эТ}$, вычисляемая по алгоритму $\Delta\delta_{эКВ} = k_1 \ln(I_1/I_{1эТ}) + k_2 \ln(I_2/I_{2эТ})$. Нулевая линия диаграммы соответствует значению $\delta_{эКВ}$ для ПКУ.

Выделение границ, определение толщины пластов и введение поправки за $V_{Тя}$ при ГГК-п осуществляют по тем же правилам, что и при ГК. Точка записи зонда - середина расстояния между детектором и источником, точка записи данных двухзондовой установки, т. е. отношения показаний зондов, кривых δ и $F(\delta)$ — середина расстояния между детекторами.

Практически не сказываются на диаграммах δ и $F(\delta)$ изменение номинального диаметра скважины в интервале 200—300 мм; наличие глинистой корки толщиной до 2 см; увеличение диаметра скважины, не превышающее предельное раскрытие прижимного рычага, если протяженность каверны более пяти длин прибора, а иззубренность стенки ≤ 2 см. При $h_{пр} > 2$ см алгоритм вычисления $F(\delta)$ или δ не полностью исключает влияние промежуточного слоя.

Поправку за вклад естественного γ -излучения горных пород, заметную в высокоактивных породах, прибавляют к $\delta_{эКВ}$ (она приводится в описаниях приборов).

Решение геологических задач по данным ГГК-п.

1. Выделение горных пород, различающихся по плотности. Хорошо расчленяются гидroxимические породы, так как их плотность стабильна и неодинакова для отдельных разностей. В карбонатно-терригенном разрезе, где плотность зависит и от k_p , тип пород определяют комплексом ГГК-п и СНМ.

ГГК-п - основной метод выделения угольных пластов (плотность 1,1-1,8 г/см³), руд повышенной плотности - хромовых и колчеданных (3,5-4 г/см³), флюорита (3,1 г/см³), корунда (3,5-4 г/см³), железных, марганцевых руд и т. д.

2. Объемную k_p и массовую C_p концентрации полезного ископаемого находят по формулам $k_p = (\delta - \delta_{вм}) / (\delta_{руд} - \delta_{вм})$, $C_p = k_p \delta_p / \delta$, где δ , $\delta_{вм}$, $\delta_{руд}$ - плотность руды (породы), вмещающих пород и рудного минерала соответственно.

3. Определение k_p - основное назначение ГГК-п в нефтяных и газовых скважинах.

Если плотность твердой фазы $\delta_{тв}$ и заполнителя пор («жидкости») $\delta_{ж}$ не зависит от k_p , то $k_p = (\delta_{ск} - \delta) / (\delta_{тв} - \delta_{ж})$.

Если твердая фаза двухкомпонентная (условно «скелет» и «примесь»), то $k_p = (\delta_{ск} - \delta) / (\delta_{ск} - \delta_{ж}) + (\delta_{прим} - \delta_{ск}) K_{прим} / (\delta_{ск} \delta_{ж})$, где $K_{прим}$ - доля примеси (глинизация, нерастворимый остаток, доломитизация, сульфатизация и т.п.) в объеме породы; $\delta_{ск}$ и $\delta_{прим}$ - плотность скелета и примеси.

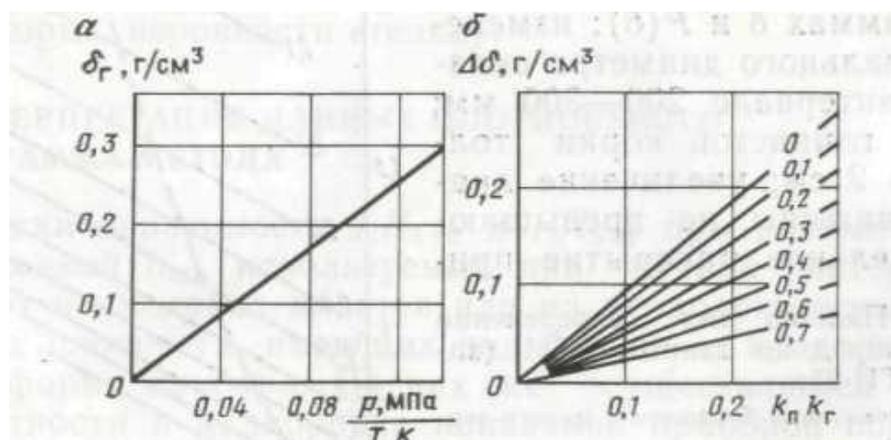


Рис.4.6 Зависимость между плотностью газа δ_r и отношением p/T (а) и между газонасыщенностью и плотностью породы (шифр кривых - δ_r , г/см³) (б)

При бурении на соленых растворах $\delta_{ж} = 1 + 0,64C_{ф}$, где $C_{ф}$ - минерализация фильтрата.

При использовании инвертных буровых растворов обычно $\delta_{ж} \approx 0,85 \text{ г/см}^3$. Погрешность k_p из-за остаточной нефти обычно менее 0,5-1%.

В газоносных пластах следует учитывать остаточную газонасыщенность $k_{г.о.}$ зоны проникновения и вместо $\bar{\delta}_ж$ использовать $\bar{\delta}'_ж = \bar{\delta}_ж - k_{г.о.}(\bar{\delta}_ж - \bar{\delta}_г)$. Значение $\bar{\delta}_г$ находят по формуле и по графику на рис. 4.6.

Ошибка из-за неконтролируемых колебаний $\Delta\bar{\delta}_{ТВ}$ значений $\bar{\delta}_{ТВ}$ равна: $\Delta k_{гп} \approx (\bar{\delta} - \bar{\delta}_ж) \Delta\bar{\delta}_{ТВ} / (\bar{\delta}_{ТВ} - \bar{\delta}_ж)^2 \approx (\bar{\delta} - \bar{\delta}_ж) \Delta\bar{\delta}_{ТВ} / 3$. При $k_{гп}$ 10-20% $\Delta k_{гп} \approx 0,8\bar{\delta}_{ТВ}$. [Итенберг С. С М., Недра, 1972.]

Определение пористости и литологии карбонатных пород при помощи комплексирования методов ГГК-п, НГК, АК

Один из способов решения данной задачи заключается в сопоставлении парных связей между параметрами $\bar{\delta}_п$ и $I_{НГК}$ (комплекс ГГК—НГК), Δt и $I_{НГК}$ (комплекс ГГК-АК), $\bar{\delta}_п$ и Δt (комплекс ГГК—АК).

Основой для интерпретации служат палетки, построенные в прямоугольной системе координат, отражающие парные зависимости параметров от пористости и литологии. На оси абсцисс в логарифмическом масштабе откладываются значения $1/I_{НГК}$ в усл. ед. (обратные относительные показания НГК). В нижней части палеток имеются номограммы, объединенные с осью абсцисс $1/I_{НГК}$ для учета плотности ПЖ $\bar{\delta}_с$, диаметра скважины d_c и толщины глинистой корки $h_{гк}$. Способ внесения поправок за влияние этих факторов показан стрелками.

Комплект палеток включает три парные зависимости: ГГК-НГК; НГК-АК; АК-ГГК, дифференцированные по типу аппаратуры НГК (ДРСТ-90, СП-62), типу ПЖ (глинистой и известково-битумной), d_c (190—243 и 270—295 мм) и различной минерализации ПЖ и пластовых вод при температуре 18 °С.

При построении палеток учтены погрешности измерений аппаратурой: РГП-2, $\Delta\bar{\delta} = \pm 0,03$ г/см³; СПАК, $\bar{\delta} (\Delta t) = \pm 5$ мкс/м; ДРСТ, СП-62— $\pm 5\%$. С учетом погрешностей карбонатные породы подразделяются на следующие разности по содержанию доломита: известняк — менее 33%,; доломит известковый — от 33 до 66%; доломит — от 66 до 100%. Каждый из литотипов на палетке выделен полосой с учетом погрешности. Погрешность в оценке пористости для всех трех комплексов приблизительно одинакова и не превышает $\Delta k_{гп} = \pm 2\%$, от объема пород. При сравнении $k_{гп}$, полученных разными комплексами, расхождения, не превышающие этой величины, во внимание не принимаются.

Комплексную интерпретацию с целью определения пористости и литологии производят в следующем порядке:

1. Выбирают комплект палеток исходя из данных исследуемой скважины, комплекса измеряемой аппаратуры, условий измерений.

2. На листе кальки прочерчивают оси, соответствующие осям палетки, лист накладывают на палетку и на него наносят точки, отвечающие значениям δ_n , Δt и $(1/I_{\text{НГК}})'$, где $(1/I_{\text{НГК}})'$ — значение $1/I_{\text{НГК}}$ в усл.ед., исправленное за δ_c , d_c , $h_{\text{ГК}}$, согласно палетке. Точки отсчитываются по диаграммным данным.

3. Подготовленный бланк с нанесенными точками, согласно исследуемым пластам, совмещают с соответствующей палеткой. Логарифмический масштаб, использованный для $1/I_{\text{НГК}}$ в усл.ед., допускает корректировку значений условных единиц путем перемещения бланка с массивом точек относительно оси абсцисс палетки. Этим контролируется размещение опорных точек, полученных для пластов с известной литологией, внутри соответствующей литологической полосы сетки.

По расположению точек на сетке палеток по каждому из трех комплексов (ГГК-НГК, НГК-АК и ГГК-АК) оценивают пористости соответственно $K_{п1}$, $K_{п2}$, $K_{п3}$ и литотипы пород.

Комплексная интерпретация парных зависимостей для карбонатных отложений базируется на оценке влияния литологического состава, различных примесей, пористости и структуры порового пространства на результаты каждого парного комплекса.

В неглинистых карбонатных породах с межзерновой пористостью комплекс ГГК-НГК-АК дает следующие результаты: $K_{п1} \approx K_{п2} \approx K_{п3}$, литологический состав пород совпадает.

Наличие различных примесей в карбонатных отложениях неодинаково сказывается на той или иной паре зависимости.

Влияние минеральной глинистости зависит от состава глин: при каолинитовом составе $K_{п1} > K_{п2} > K_{п3}$, при гидрослюдном $K_{п3} > K_{п2} > K_{п1}$ (Δt в каолините равно 217 мкс/м, в гидрослуде 251 мкс/м).

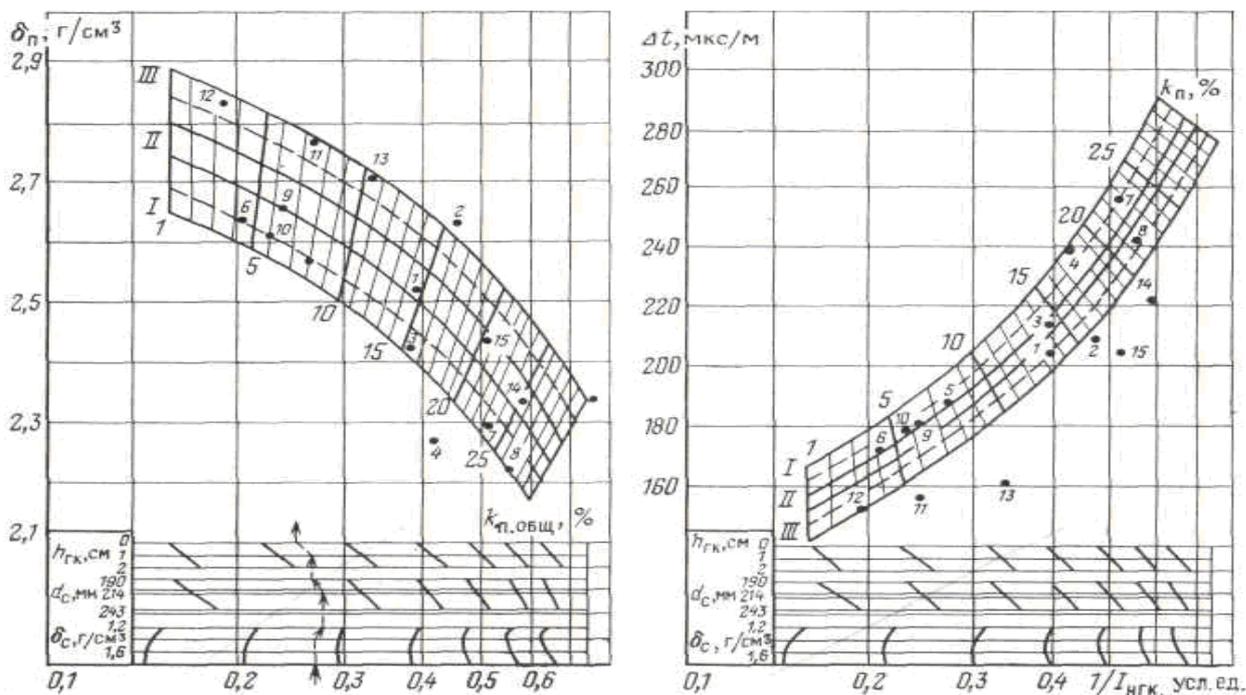
Ангидритизация карбонатных пород сказывается незначительно на результатах всех парных зависимостей, но при определении пористости $K_{п1} < K_{п2} < K_{п3}$.

Загипсованность карбонатного разреза мало сказывается при определении пористости комплексом ГГК-АК. По комплексу ГГК-НГК получают

завышенную пористость (каждые 10 % примесей гипса ведут к увеличению отсчитываемой пористости на 4%). Литологическая характеристика, определяемая по зависимости ГГК-НГК, для загипсованных пород близка к действительной. На показаниях НГК-АК загипсованность при определении пористости сказывается значительно слабее, чем на показаниях ГГК-НГК, но литологическая принадлежность породы выражена менее четко.

Каверновая пористость оказывает существенное влияние на результаты определения k_p и литологии комплексом НГК-АК и ГГК-АК. На результаты комплекса ГГК-НГК структура порового пространства не влияет. При наличии каверновой пористости сохраняется соотношение $k_{п1} > k_{п2} > k_{п3}$. Учитывая, что погрешность определения пористости рассматриваемыми методами составляет $\pm 2\%$, оценка $k_{п.кав}$ по комплексу ГГК-НГК-АК возможна для значений $k_{п.кав}$, превышающих погрешности.

Исходя из данных исследуемой скважины и условий измерения интерпретация может быть выполнена с помощью палеток (рис. 4.7, а, б, в) .



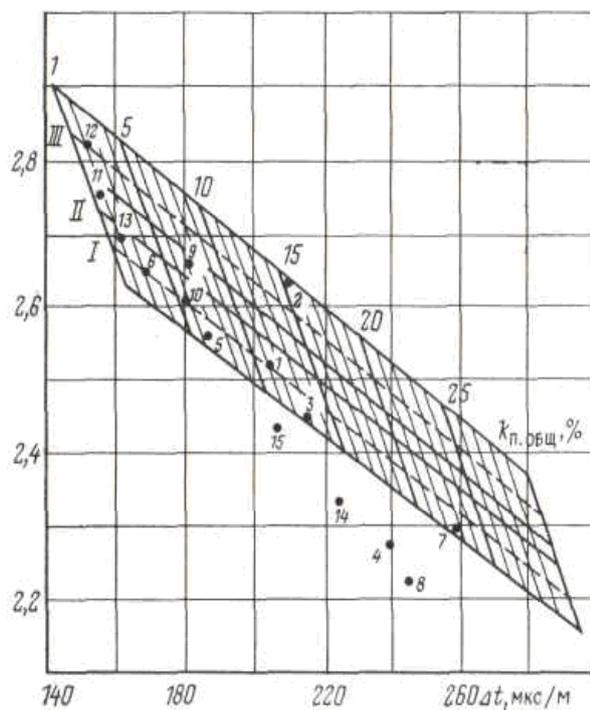


Рис. 4.7 Пример результата комплексной интерпретации данных ГГК, НГК, АК в карбонатных отложениях. $d_c=190\text{мм}$; $\rho_{c18^\circ}=1,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\delta_c = 1,2 \text{ г/см}^3$, аппаратура ДРСТЗ-90 (ПЖ на глинистом растворе), сопоставление парных зависимостей комплексов с палетками: а) $\delta_{\text{общ}}$ и $1/I_{\text{НГК}}$ ГГК-НГК; б) Δt и $1/I_{\text{НГК}}$ усл. ед. АК-НГК; в) δ_n и Δt ГГК- АК, ДРСТЗ-90 (ПЖ-вода; $C_n = C_c < 60 \text{ г/л}$; $\Delta T_{\text{ж}}=610 \text{ мкс/м}$; $\delta_{\text{ж}} = 1 \text{ г/см}^3$ (ВНИГИК). 1 — известняк; II — доломит известковистый; III — доломит [Итенберг С. С. М., Недра, 1972]

Выделение коллекторов и оценка их литологии по данным радиоактивного (НГК и ГГК-п) и акустического (АК) каротажа по данным фирмы «Шлюмберже»

Показания радиоактивного (НГК и ГГК-п) и акустического (АК) каротажа по-разному зависят от литологического состава скелета породы и жидкости, заполняющей поры. Совместное использование этих методов расширяет информацию о коллекторе, его литологии и поровом заполнителе.

Если неизвестна литология породы или сочетание минералов, слагающих данную породу, выделение коллектора одним из методов НГК, ГГК-п и АК затрудняется. Интерпретация еще более усложняется, если поры заполнены флюидом (водой, нефтью, газом), заметно отличающимся по водородосодержанию и плотности от воды, используемой при градуировке приборов.

В зависимости от сложности задачи определение литологии и оценка пористости породы проводится путем сочетания двух или трех методов.

На рис. 4.8 дан график сопоставления пористости, определенной по ГГК-п и НГК.

Рис. 4.8. График определения литологии и оценки пористости по данным плотностного ГГК-П и нейтронного гамма-каротажа НГК в скважинах, заполненных водой (по данным фирмы «Шлюмберже»)

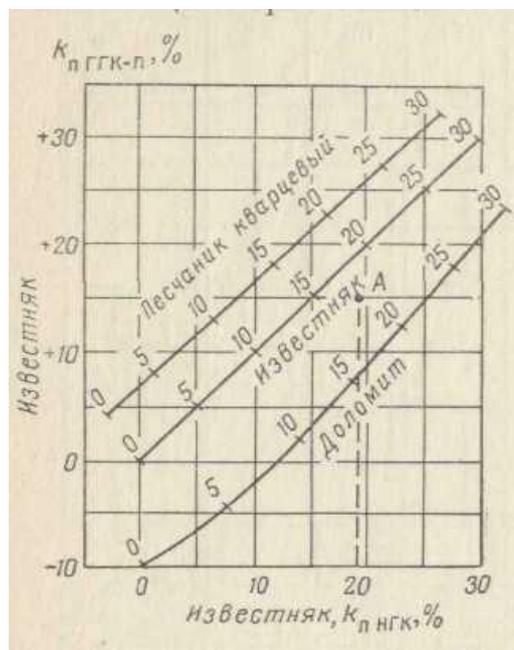


График составлен для чистых пород с межзерновой пористостью (поры полностью заполнены пресной водой) и скважин, бурящихся на воде или растворе, приготовленном на воде. Линии на графике соответствуют водонасыщенным чистым породам (песчаник, известняк, доломит) и проградуированы в единицах пористости. В качестве опорного пласта принят водонасыщенный известняк с межзерновой пористостью; измерения, выполненные по ГГК и НГК, дают одинаковые результаты (прямая линия). Другие кривые рассчитывались при условии, что скелет породы по своему строению аналогичен известняку и поры полностью насыщены той же водой.

Различное положение линий на графике для песчаника, известняка и доломита указывает на существенное влияние литологии пород на показания различных методов каротажа. (Влияние литологии на показания различных методов каротажа сказывается особенно резко при наличии в разрезе пластов гипса и глин)

Поясним на примере как пользоваться графиком, изображенным на рис.4.8. По данным диаграмм ГГК-п и НГК определяем значения пористости известняковой породы. Согласно графику находим величины $K_{п\text{ ГГК}} = 15\%$ и $K_{п\text{ НГК}} = 19\%$ (точка А). Эти величины разместились между кривыми, соответствующими известняку и доломиту. Через данную точку проводим линию, соединяющую пористость, равную 18% на двух кривых.

Используя палетку, можно предположить, что скелет породы состоит из известняка и доломита. Разделив пропорционально расстояние между двумя

кривыми, находим, что точка А характеризует породу, содержащую 40% доломита и 60% известняка.

Показания перечисленных видов каротажа (АК, ГГК и НГК) различаются также в зависимости от строения пор.

На показания акустического каротажа в основном влияет межгранулярная пористость и в малой степени — кавернозная. Показания НГК и ГГК зависят от общей пористости. Следовательно, на графиках использующих данные АК, в породах с кавернозной пористостью будет наблюдаться снижение кажущейся пористости сравнительно с другими методами.

Наличие газа или легких углеводородов приводит к увеличению кажущейся пористости по данным ГГК-п и уменьшению по НГК. В неуплотненных породах под влиянием газонасыщенности наблюдается сдвиг показаний акустического каротажа (АК увеличивается).

Таким образом, на основании комплексного анализа диаграмм НГК, ГГК-п и АК можно в ряде случаев выделить коллектор, уточнить литологию пластов, вскрываемых скважиной, и оценить их пористость. [Итенберг С. С., М., Недра, 1987].

5. Специальное исследование

В настоящее время акустический метод исследования скважин находят все более широкое распространение. Основным преимуществом этого метода является многообразие информации, получаемой за одну спуско-подъемную операцию, что объясняется наличием в регистрируемом акустическом сигнале нескольких типов упругих волн (продольных, поперечных, лэмбовских). Параметры этих волн несут независимую информацию о горных породах.

В серийной отечественной аппаратуре акустического каротажа (АК) типа СПАК указанное преимущество используется лишь частично, поскольку данная аппаратура рассчитана на регистрацию кинематических и динамических параметров только продольных волн. Такую аппаратуру принято называть узкополосной. В аппаратуре широкополосного АК типа АКН-I реализована возможность регистрации параметров не только продольных волн, но также поперечных и лэмбовских. В связи с этим дополнительно к диаграммам аналоговых, кривых были введены другие формы регистрации информации— фазокорреляционные диаграммы (ФКД) и волновые картины (ВК).

Волновая картина - графическое отображение электрического сигнала, снятого с приемника в конкретной точке наблюдения. Волновые картины фотографируются вместе с временными марками и отметками глубин с экрана электронно-лучевой трубки (ЭЛТ) дискретно (обычно с шагом 0,5 или 1 м) по глубине скважины (рис. 5.1 б).

Фазокорреляционная диаграмма - графическое отображение изменения электрических сигналов, снятых с приемника при его перемещении в скважине. Фазокорреляционные диаграммы получают путем проецирования с экрана ЭЛТ на движущуюся фотобумагу точек, характеризующих момент перехода амплитуд сигнала из области положительных значений в отрицательные, или наоборот (см. рис. 5.1,а) На эти диаграммы наносятся временные марками и отметки глубин. Упругий импульс, посылаемый излучателем, приводит к возникновению в окружающей среде упругих волн разных типов, каждая из которых характеризуется скоростью распространения V , затуханием α и частотой f . На ФКД и ВК могут быть выделена головные преломленные волны:

- продольные – $P_0P_t P_0$: (сокращенно P);.
- поперечные - $P_0S_tP_0$: (сокращенно S); .
- прямые волны по жидкости;
- семейство трубных волн типа Лэмба - Стоунли (L~St).

При работе с фильтром с полосой пропускания 3- 7,5 кГц из класса трубных волн на ВК преобладает волна Лэмба. В аппаратуре широкополосного АК предусмотрена *аналоговая форма записи параметров продольных волн*) $t_1, t_2, \Delta t$, и $A_1, A_2, \alpha(t_1, t_2$ – времена прихода первого или второго полупериодов продольной волны по первому или второму каналу; A_1, A_2 - пиковые значения амплитуд.

Продольной волны по первому или второму каналу во временном интервале длительностью 120 мкс от первого вступления).

Интервальное время Δt (измеренное время распространения волна на фиксированной базе $\Delta \ell$) определяется по формуле:

$$\Delta t = \frac{t_2 - t_1}{\Delta \ell}, \text{ мкс/м.} \quad (5.1)$$

Интервальное время с учетом влияния условий измерений в скважине (перекоса прибора; соотношения базы зонда и мощности пласта и др.) называется удельным, временем. Удельное время характеризует величину, обратную скорости,

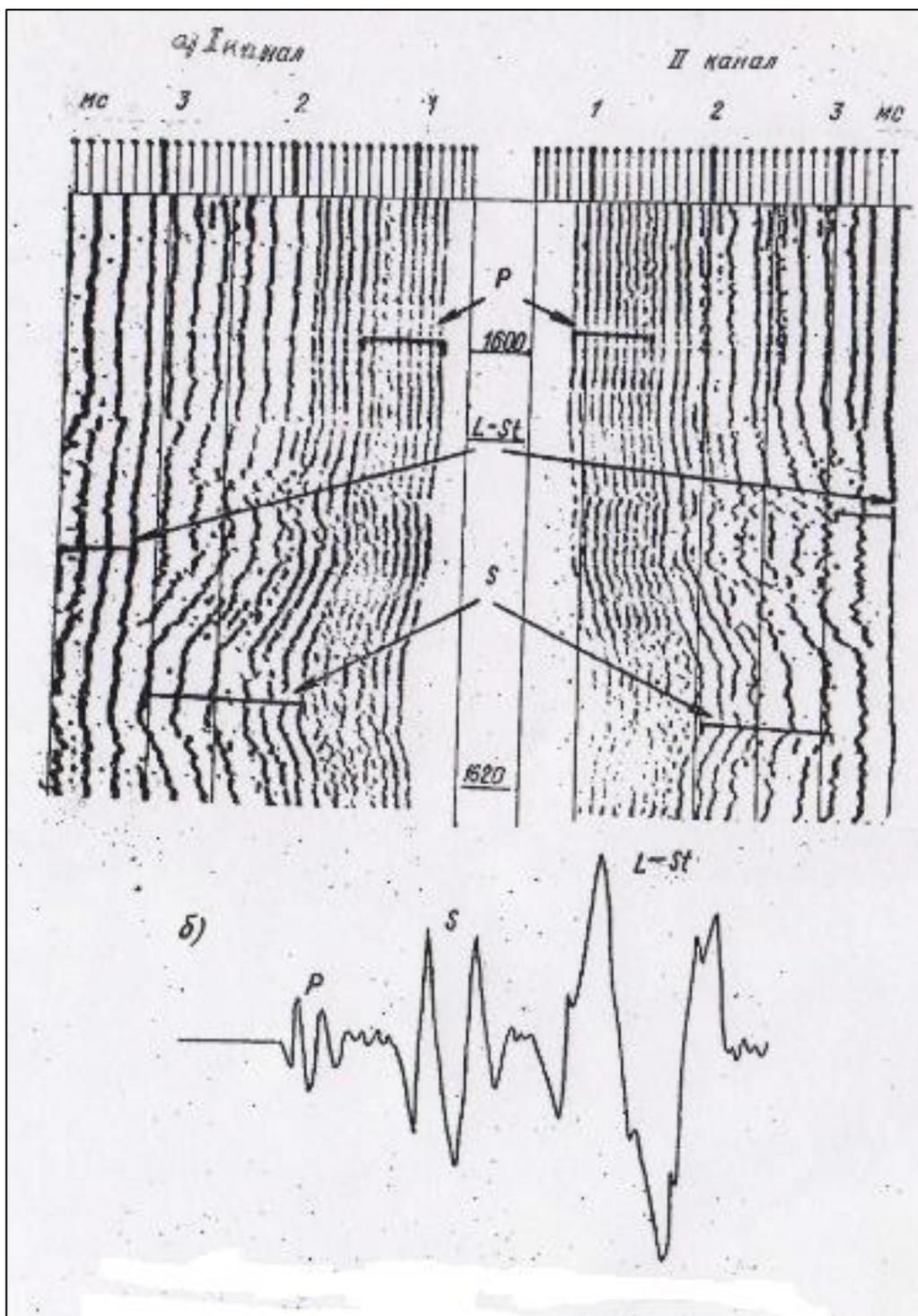


Рис. 5.1. Примеры разделения волн различных типов: а – разделение волн на ФКД, б – разделение волн на ВК

$$\Delta t_{p,s} (\text{мкс/с}) = \frac{10^3}{V_{p,s} (\text{км/с})}, \quad (5.2)$$

Эффективный коэффициент затухания α (величина, характеризующая ослабление амплитуды волны на базе Δe) определяется по формуле

$$\alpha = 20 \frac{1}{\Delta \ell} \lg \frac{A_1}{A_2}, \quad (\text{дБ/м}) \quad (5.3)$$

5.1. Требования к качеству первичных материалов АК

Фазокорреляционные диаграммы считаются качественными, если они удовлетворяют следующим требованиям:

- фазовые линии четкие и простираются непрерывно (за исключением интервалов, где их исчезновение обусловлено физико-геологическими причинами);
- толщина фазовых линий не превышает 1 мм;
- на записи четко прослеживаются марки времени и отметки глубин;
- нелинейность развертки по всей ее длительности не превышает 10%;
- на фоне акустических шумов хорошо прослеживаются первые фазы продольной волны.

Волновые картины. К качеству материалов, используемых для количественной обработки ВК, предъявляются следующие требования; волновые картины, регистрируемые для определения скоростей распространения волн, должны быть сняты при максимальной (заданном уровне шумов) усилении и наиболее подробной временной развертке; волновые картины, регистрируемые для оценки динамических параметров, должны быть сняты в таком режиме, при котором амплитуда излучаемой волны не искажена слишком большим усилением передаточного тракта на всем исследуемом интервале; на ВК должны быть четко видны отметки глубин и марки времени и не нарушена линейность временной развертки.

Аналоговые_кривые. Критерии оценки временных кривых аналогичны оценкам материалов других промысловоеофизических методов:

- отличное качество - искажения за счет пропуска циклов и шумов встречаются не чаще, чем 1-2 раза на 20 м записи диаграммы;
- хорошее качество - суммарная протяженность искаженных интервалов записи не превышает 5%;
- удовлетворительное качество - суммарная протяженность искаженных интервалов записи не более 10 %;

В интервалах каверн количественная интерпретация данных АК не проводится.

Диаграммы считаются качественными, если они удовлетворяют следующим требованиям:

- при сопоставлении основной и повторной записей допустимое расхождение кривых t_1 , t_2 , Δt не превышает 5%, а кривых A_1 , A_2 , α - 15-20%;
- значения скоростей распространения упругих волн по разрезу осадочных пород находятся в диапазоне 1600-8000 м/с;
- скорость волны по колонне против незацементированного участка составляет примерно 5450 м/с;
- кривые акустического каротажа хорошо коррелируются с данными других геофизических методов исследования скважин;

Кроме того, при наличии полевого калибровочного устройства (ПКУ) на диаграммах, должны содержаться сведения о значениях Δt и α , полученных в ПКУ.

Возможны случаи, когда при измерениях аппаратурой АК различных типов в одних и тех же разрезах получают разные значения скоростей распространения продольных волн. При анализе материалов акустических наблюдений выявлены основные причины расхождений:

- различная точность обработки исходной информации (с помощью вычислительных устройств или вручную);
- изменение кинематической выразительности пластов из-за различных соотношений размеров зондов и мощности слоя;
- вариации скорости проведения скважинных измерений и, следовательно, различные динамические погрешности;
- различия в ширине динамического диапазона приемно-передающего тракта, а следовательно, в соотношениях сигнал-помеха.

Обобщенные данные об акустических параметрах горных пород по результатам широкополосного АК приведены в табл. 5.1, данные об акустических и плотностных свойствах основных породообразующих минералов - в табл. 5.2. Из сопоставления данных, приведенных в этих таблицах, видна определяющая роль вещественного состава в формировании акустических свойств горных пород различного литологического типа, что создает предпосылки для качественного распознавания типов горных пород по комплексу измеряемых акустических параметров.

Акустические свойства горных пород, вскрытых скважиной, при прочих равных условиях (диаметр скважины, свойства бурового раствора и др.)

определяют кинематические и динамические характеристики акустического сигнала, регистрируемого при АК в виде волновых картин, фазокорреляционных диаграмм и аналоговых кривых. В ряде случаев в результате сочетания различных акустических параметров для таких пород, как известняки, песчаники, глины, формируются своеобразные "звуковые образы", которые могут оперативно использоваться при литологическом расчленении разрезов скважин.

Таблица 5.1

				Продолжение табл. I		
1	2	3	4	5	6	7
Карбонатные осадочные	Известняки	-	-	-	-	1,4
		2600-7100	141-385	0,2-0,8	1,80-2,00	1,1-2,0
	Доломиты	-	-	0,04	-	-
		3000-7900	126-333	-	1,80-1,90	-
	Мергели	-	-	-	-	-
		2000-3500	385-500	-	-	-
	Мрамор	5600	179	-	-	-
		5100-6700	149-196	-	2,0	-
	Мел	3200	312	-	-	-
		2600-3300	300-395	-	-	-
Хемогенные осадочные	Ангидриты	5600	182	-	2,20-2,60	-
		5300-6100	164-189	0,04	1,8	1,3
	Гипсы	5750	174	-	1,70-1,90	1,1-1,5
		5700-6500	172-176	0,04	1,8	1,3
	Галиты (соль)	4590	218	-	1,70-2,00	1,2-1,4
		4200-4800	208-238	0,04	1,8	1,15
Угли	Антрациты	2900	344	-	1,70-2,00	1,0-1,2
		2500-3400	294-400	-	-	-
	Битуминозные	2500	400	-	-	-
		1800-3000	333-535	-	-	-
	Бурные	1900	526	-	-	-
	1000-2200	454-1000	-	-	-	
Лед	Глибовый	3500	285	-	-	-
		3100-3700	270-323	-	2,0	-
	Сыри	3000	333	-	1,9-2,2	-
	1500-3100	322-666	-	-	-	
					1,80 - 2,00	

Примечание. В числителе дается наиболее вероятное значение параметра, в знаменателе - пределы его изменения; если сведения отсутствуют, ставится прочерк (-).

5.2 Общие сведения о зависимостях между скоростями продольных и поперечных волн и геологическими параметрами горных пород.

Для однотипных по строению горных пород скорости упругих волн в первую очередь зависят от пористости: при ее увеличении скорости уменьшаются, а удельные времена Δt_p и Δt_s увеличиваются. Связь удельного времени продольных и поперечных волн с межзерновой пористостью горных пород в диапазоне K_p от единиц до 20-30% в большинстве случаев близка к линейной зависимости.

На рис. 5.2 а приведены статистически наиболее вероятные области распределения зависимости для следующих видов пористости пустот в известняке:

Таблица 2

Акустические параметры минералов и флюидов-порозаполнителей горных пород

Группа	Минерал	Плотность δ , г/см ³	Модуль Юнга $E \cdot 10^4$, МПа	Коэффициент Пуассона σ_p	Скорость продольных волн V_p , м/с	Удельное время Δt_p , мкс/м	
Безводные силикаты	Кварц	2,653	9,64	0,085	6050	165	
	Полевые шпаты:	ортоклаз	2,540	6,30	0,29	6680	150
		микроклин	2,551	7,48	0,28	6130	163
		альбит	2,605	7,51	0,27	6020	166
		Лабрадорит	2,696	8,87	0,28	6490	154
		Пироксены:					
	авгит	3,159	14,37	0,24	7330	136	
	диопсид	3,283	16,04	0,26	7730	129	
	Нефелины	2,623	7,74	0,24	5900	169	
	Слизины	3,324	21,67	0,24	8770	114	
	Амфиболы	3,175	12,46	0,25	6850	146	
	Гранаты	4,183	24,28	0,27	8340	120	
	Водные силикаты	Слици:					
мукоцит		2,791	8,04	0,25	5880	170	
сицит		3,101	6,90	0,28	6490	154	
	Серпентины	2,350	5,10	0,31	5320	188	
Карбонаты	Кальцит	2,710	8,45	0,28	6320	158	
	Доломит	2,870	10,60	0,29	7020	142	
Сульфаты	Ангидрит	2,960	6,70	0,29	6100	164	
	Гипс	2,320	4,10	0,34	5750	174	
Галоиды	Галит	2,165	3,70	0,25	4520	221	
	Сильвин	1,984	2,55	0,27	4100	244	
	Карналит	1,610	-	-	3900	256	
Флюиды	Вода	1,000	-	0,5	1470-1800	680-560	
	Нефть	0,900	-	0,5	1035-1370	970-730	
	Газ (метан)	0,002	-	0,5	500	2000	

- межзерновая пористость с макротрещинами или без них;
- межзерновая пористость с микротрещинами;
- межзерновая пористость с преобладанием пористости типа выщелачивания;
- межзерновая пористость и пористость типа выщелачивания с кавернозностью.

Наиболее высокие значения угловых коэффициентов этих зависимостей (до 10 мкс/м на 1% K_p) характерны для микротрещиноватых пород, минимальные (до 2-3 мкс/м на 1% K_c) - для кавернозных. Породы с межзерновым типом пористости характеризуются зависимостями с величиной углового коэффициента порядка 4-5 мкс/м на 1% K_p ; породы с преобладанием пористости типа выщелачивания - порядка 3-4 мкс/м на 1% K_p . На скорость продольных и поперечных волн существенное влияние оказывает неравномерное распределение в горной породе: пор, пустот, минералов, т.е. ее текстура.

На рис. 5.2 б приведена зависимость удельного времени продольных волн от относительной доли вторичных пор в общем объеме пор породы:

$$K_{п.в}/K_{п.общ} \cdot 100 = S_v$$

Изменение преобладающего ($S_v \geq 50\%$) типа пор в матрице породы при прочих равных условиях приводит к возрастанию скорости продольных волн на 40%.

На рис. 5.2 в показана экспериментальная зависимость удельного времени продольных волн, приведенного к значениям нулевой пористости, от содержания и распределения доломита S_d в карбонатных породах. При изменении минералогического состава матрицы изменяется удельное время продольных волн, причем в области ~ 50% содержания S_d имеет место скачок скорости. Аналогичная зависимость удельного времени известняка от содержания кварца S_d в его твердой фазе также объясняется изменением упругих свойств матриц породы. Скачкообразные изменения акустических параметров при возрастании объемной доли отдельных компонентов типичны для большинства неоднородных горных пород и их следует учитывать при интерпретации данных АК.

Из зависимостей, приведенных на рис. 5.3 а, видно, что с увеличением глинистости $S_{гл}$, в породах, как правило, уменьшается скорость продольных волн, а следовательно, увеличивается удельное время. Для пород с распределением глинистого вещества на контактах зерен и в виде тонких слоев увеличение удельного времени прямо пропорционально содержанию $S_{гл}$. Для пород с распределением глинистого вещества в порах между зернами удельное время с увеличением глинистости до 50-60% практически не изменяется.

В случае увеличения глубина залегания пластов в разрезах скважин уменьшаются удельные времена продольных (и поперечных) волн (рис.5.3 б), причем это уменьшение наиболее существенно для пород с межзерновой

пористостью на глубинах до 2 км, для пород со вторичной пористостью типа выщелачивания - на глубинах до 1 км. При температуре от 60°C и выше удельное время продольных волн в горных породах возрастает незначительно.

Изменение характера насыщенности (вода, нефть, газ) практически не влияет на скорости продольных и поперечных волн для хорошо сцементированных пород ($K_{п.общ}$ до 10 - 15%), для слабосцементированных пород ($K_{п.общ}$ больше 20-25%) приводит к уменьшению скорости продольных волн на 10-20% (рис.5.3 в), и примерно к такому же увеличению скорости поперечных волн, причем

$$V_{р. вода} > V_{р. нефть} > V_{р. газ} \text{ и } V_{s. вода} < V_{s. нефть} < V_{s. газ}$$

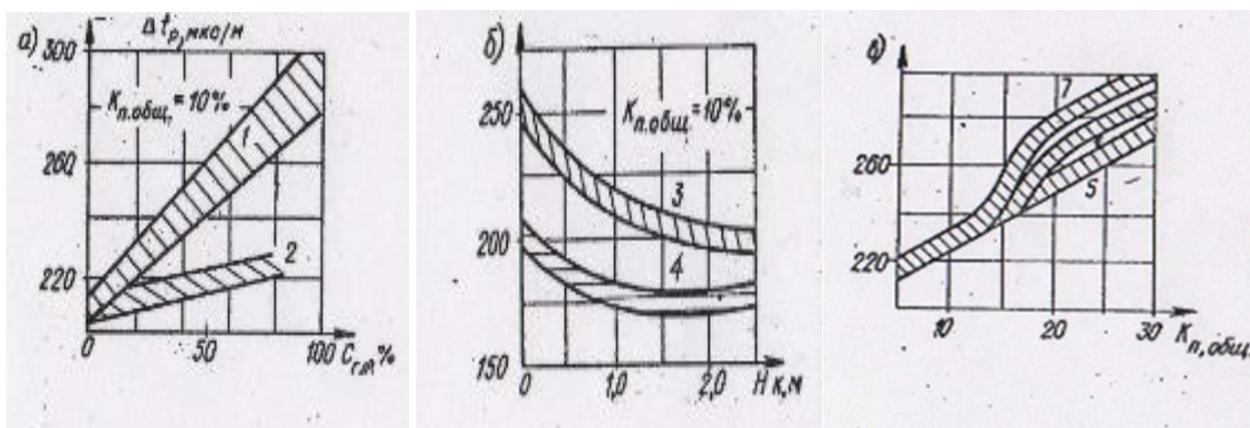


Рис. 5.2 Зависимость удельного времени продольных волн Δt_p

а) от глинистости $C_{гл}$ для контактного (1) и порового (2) типов его распределения в известняке; б) от глубины залегания в разрезе скважин пласта известняка (3) и доломита (4) с разными типами пористости; в) от насыщенности пород разной пористости водой (5), нефтью (6) и газом (7).

5.3 Общие сведения о зависимостях между коэффициентами затухания продольных и поперечных волн и геологическими параметрами горных пород.

На затухание упругих волн строение порового пространства и насыщенность породы оказывают гораздо большее влияние, чем на скорости. Влияние типа строения породы на α_p , α_s существенно при низких (менее 10%) значениях пористости и уменьшается при увеличении $K_{п.общ}$. Для пород с вторичной пористостью коэффициенты поглощения продольных и поперечных волн максимальны, причем в случае трещиноватости приведённый коэффициент затухания поперечных волн гораздо выше, чем продольных.

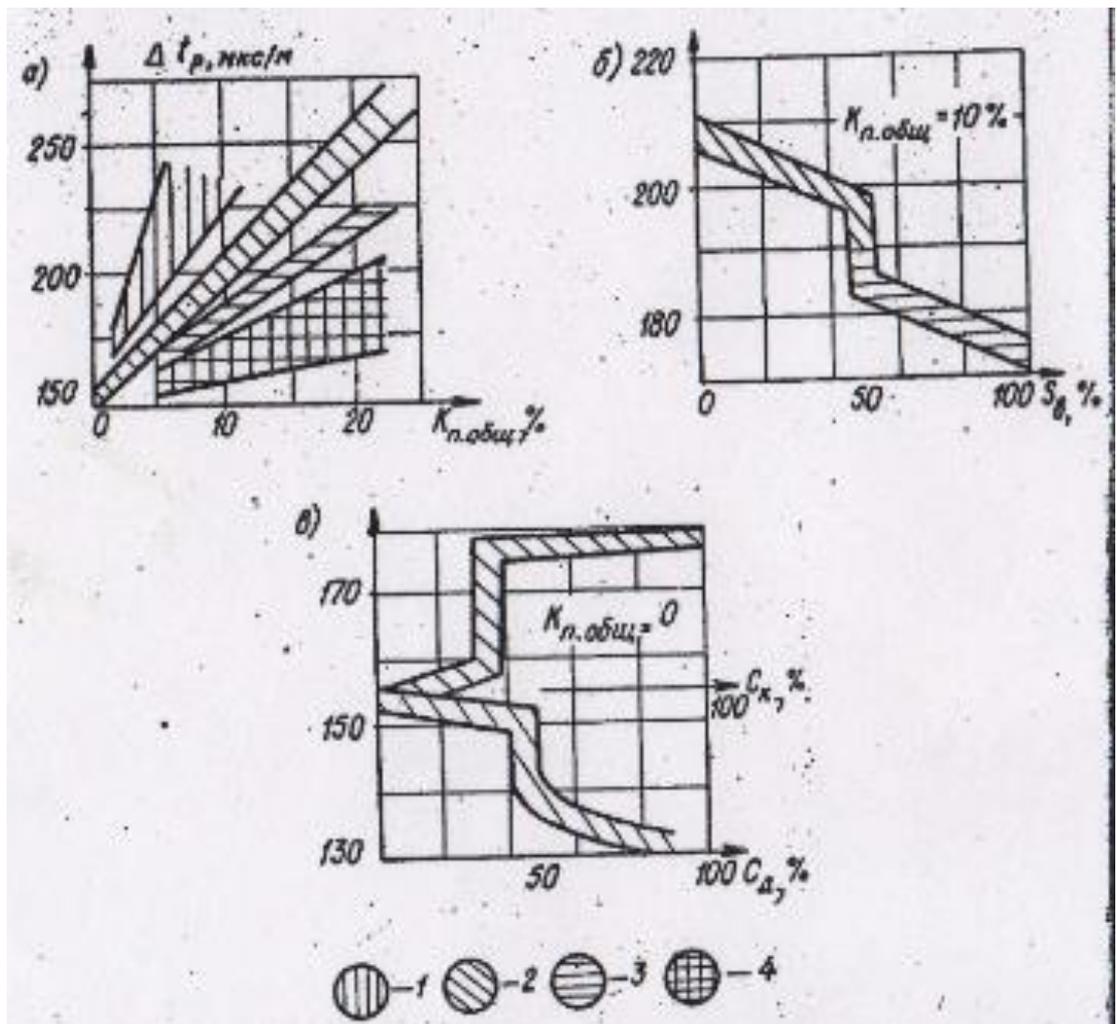


Рис. 5.3 Основные зависимости удельного времени продольных волн Δt_p от а) от общей пористости $K_{п.общ}$ для известняков с микротрещинами (1), макротрещинами или без них (2), пористости типа выщелачивания (3) и каверности (4); б) от относительного содержания пор типа выщелачивания в известняке; в) от содержания кварца C_k и доломита C_d в твёрдой фазе.

Для кавернозных пород коэффициент затухания ниже, чем для трещиноватых и примерно соизмеримы.

Минимальные значения α_p и α_s характерны для плотных трещиноватых и кавернозных пород.

Влияние насыщенности на параметры α_p и α_s проявляется при высоких значениях общей пористости пород. Влияние насыщенности на параметры α_p и α_s проявляется при высоких значениях общей пористости пород.

При увеличении пористости, а следовательно, и флюидосодержания горных пород имеют место дополнительные потери энергии упругих волн: поглощение за счет вязко-инерционных свойств флюида и теплообмена между жидкой (газообразной) и твердой фазами. Сочетание термического и вязко-

инерционного поглощения приводит к тому, что коэффициенты затухания в водо-, нефте- и газонасыщенных высокопористых породах располагаются в ряде $\alpha_p \text{ воды} < \alpha_p \text{ нефти} < \alpha_p \text{ газа}$, а для поперечных – в ряде $\alpha_s \text{ воды} > \alpha_s \text{ нефти} > \alpha_s \text{ газа}$. При этом дифференциация высокопористых слабосцементированных пород, насыщенных разными флюидами, по параметрам α_p и α_s может достигать до 300-400% независимо от минерализации воды.

5.4 Литологическое расчленение разреза скважин

Расчленение разреза по фазокорреляционным диаграммам. При интерпретации ФКД с целью литологического расчленения разреза используют: время первых вступлений акустического сигнала по первому каналу, видимый период акустического сигнала в первых вступлениях, наличие (отсутствие) поперечной волны, особенности линий фазовой корреляции в пределах пласта. Глины, терригенные породы (песчаники, алевролиты), карбонатные породы (плотные известняки или доломиты) в разрезе, представленном этими литологическими типами, на ФКД выделяют по совокупности обязательных (об.) и необязательных (н/об.) признаков, приведенных в таблице 5.3.

Таблица 5.3.

Характеристики глин, терригенных и карбонатных пород по ФКД				
Литологический тип	Время первых вступлений	Видимый период	Поперечная волна	Линии фазовой корреляции
Глины	Максимальное (об.)	Максимальное (об.)	Отсутствует (об.)	Прерывистые (н/об.)
Песчаники	Меньше чем в глинах (об.), больше чем в карбонатах (н/об.)	Меньше чем в глинах (об.), но больше чем в карбонатах (н/об.)	Отсутствует (н/об.)	Сплошные (об.), ломаные (н/об.)
Плотные известняки	Минимальное (об.)	Максимальное (об.)	Присутствует (об.)	Сплошные, плавные (об.)

Максимальные времена первых вступлений против глин часто определяются не только более низкими значениями скорости продольных волн в глинах по сравнению с песчаниками или карбонатами, но и увеличением диаметра скважины вследствие размыва глин при бурении. Последнее обстоятельство вызывает также интерференцию волн за счет эксцентриситета прибора, что приводит к удвоению его видимых периодов, начиная со второй и третьей линий фазовой корреляции. Прерывистость последующих линий фазовой корреляции вызывается низким уровнем амплитуд акустического сигнала..

В песчаниках, алевролитах и карбонатных породах скорость продольных волн выше, чем в глинах, диаметр скважины близок к номинальному. Вследствие этого времена первых вступлений и видимые периоды заведомо меньше, чем в

глинах. Основными отличиями плотных карбонатных пород от песчаников и алевролитов по результатам анализа ФКД являются меньше, чем у глин времена первых вступлений и видимые периоды, а также наличие в некоторых случаях (низкая пористость и отсутствие трещин) четких вступлений поперечной волны. Примеры расчленения пород и корреляции разреза по двум разведочным скважинам с использованием ФКД приведены на рис. 5.3.

В случае неоднозначной идентификации типа пород по диаграммам ФКД следует использовать методы количественной интерпретаций удельного времени Δt_p в комплексе с данными РК.

Зоны тонкого переслаивания пластов, как правило, приурочены к терригенно-карбонатным отложениям и представлены горизонтально слоистым чередованием пород с разными акустическими характеристиками (глины, песчаники, алевролиты, известняки и т. д.). Для таких зон на ФКД характерны следующие особенности:

- линии фазовой корреляции в интервалах глубин, соизмеримых с базой зонда, сильно изломаны;
- разрывы линий фазовой корреляции на малых временах развертки встречаются редко;
- интерференционные картины и появление отраженных волн от границ слоев заметны на больших временах.

5.5 Определение пористости коллекторов

К настоящему времени для идеализированных моделей коллекторов получены точные уравнения связи удельного времени и пористости. Однако они не нашли широкого применения из-за большого отличия реальных коллекторов от идеализированных. Установлено, что с пригодной для практики точностью коэффициент пористости можно определять с помощью уравнений парной корреляционной связи типа

$$\Delta t_{p,s} = a + bK_p \quad (5.4)$$

где a и b - эмпирические коэффициенты связи.

Такие уравнения строятся для пород-коллекторов конкретных литологических типов, находящихся в определенных термодинамических условиях и имеющих определенную структуру порового пространства. Так, для турнейских известняков Татарии эти уравнения имеют следующий вид:

$$\text{для продольных волн} - \Delta t_p = 155 + 612,3 K_p (r = 0,936),$$

для поперечных волн - $\Delta t_s = 321,6 + 934,5 K_p (r = 0,87)$,

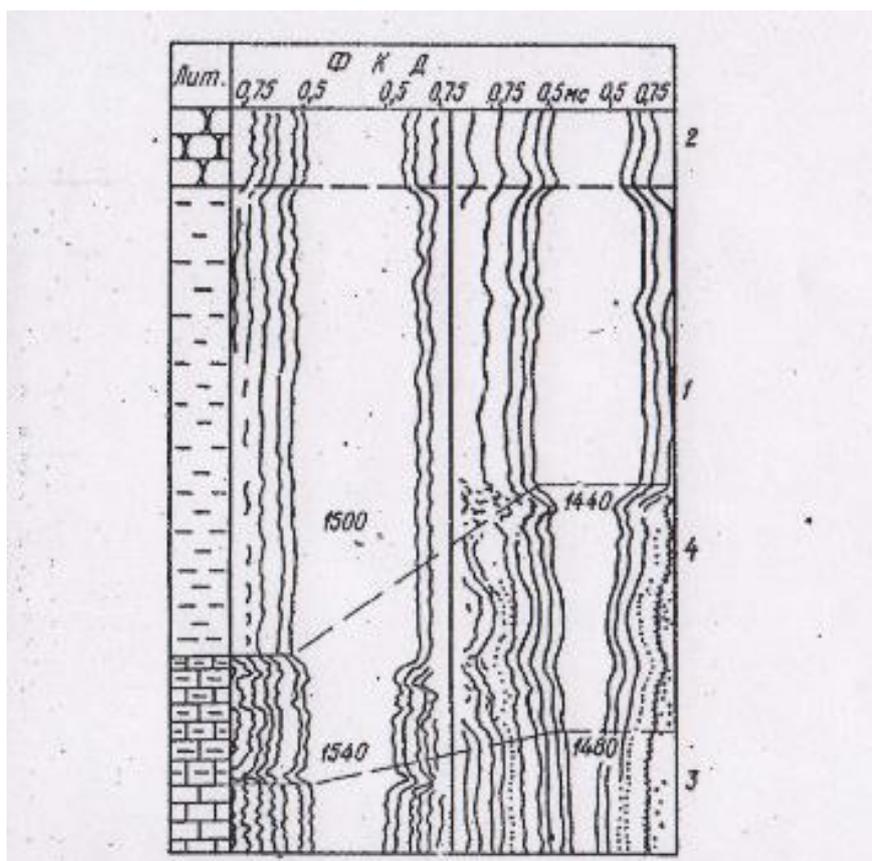


Рис. 5.4 Пример расчленения пород и корреляции разрезов по двум разведочным скважинам с использованием ФКД: 1-глины, 2-песчаники, 3,4-плотные и глинистые карбонатные породы.

Символам r обозначен коэффициент корреляционной связи. Погрешность определения K_p по уравнениям парной корреляционной связи составляет 2,5-3,5% (абсолютных) при погрешности измерения $\Delta t_{p,s}$, не превышающей 3% (относительных). Существуют две основные методики построения уравнений парной корреляционной связи типа (I). Первая из них базируется на результатах лабораторных измерений $\Delta t_{p,s}$ и K_p на образцах керна с имитацией условий, близких к пластовым, что реализуется в специальных установках, рассчитанных на высокие давления и температуры. Вторая методика основана на измерениях $\Delta t_{p,s}$ и K_p в скважинах. Коэффициент пористости при этом определяют с помощью высокоточного промыслово-геофизического метода, например, многозондового нейтронного каротажа (МНК), в этом случае погрешность не превышает 1,5-2%. Обе эти методики не получили широкого распространения из-за отсутствия на производстве указанных установок для измерения на фоне Δt_p и Δt_s , а также

аппаратуры типа МНК. В связи с этим в настоящее время для определения K_p по Δt_p в основном используются откорректированное уравнение среднего времени

$$\Delta t_p = \Delta t_{\text{фл}} K_n + \Delta t_{\text{тв}} (1 - K_n), \quad (5.5)$$

где $\Delta t_{\text{фл}}$, $\Delta t_{\text{тв}}$ - соответственно откорректированные удельные времена упругих волн во флюиде, заполняющем поровое пространство (фильтрат бурового раствора), и в твердой фазе породы (при $K_p = 0$).

В ряде источников данная величина, обозначается через $\Delta t_{\text{ск}}$.

Истинные значения удельных времен в различных средах приведены ниже:

Наименование среды	Значения $\Delta t_{\text{тв}}$ ($\Delta t_{\text{фл}}$), мкс/м
Песчаник (кварц)	170
Доломит	142
Ангидрит	164
Известняк	166
Гипс	171
Фильтрат бурового раствора	600

Использование уравнения среднего времени для определения K_p стало возможным благодаря тому, что оно фактически является аналогом уравнения корреляционной связи. Действительно, выражение можно записать в виде:

$$\Delta t_p = \Delta t_{\text{тв}} + (\Delta t_{\text{фл}} - \Delta t_{\text{тв}}) K_n, \quad (5.6)$$

Обозначив $\Delta t_{\text{тв}}$ через a и $(\Delta t_{\text{фл}} - \Delta t_{\text{тв}})$, через b получим уравнение типа (I). Подставив в (4) приведенные выше значения $\Delta t_{\text{тв}}$ (для известняков) и $\Delta t_{\text{фл}}$, получим

$$\Delta t_p = 166 + 445 \cdot K_n. \quad (5.7)$$

Таким образом, корректируя в уравнении среднего времени значения $\Delta t_{\text{тв}}$ или $\Delta t_{\text{фл}}$, можно максимальным образом приблизиться к уравнению корреляционной связи и использовать его для достоверного определения K_p . Такая корректировка выполняется путем сопоставления значений K_p по керну или другому промыслово-геофизическому методу, позволяющему достоверно определить этот параметр в скважинах (например, МНК). В связи с тем, что корреляционные уравнения строятся не только для определенных литологических типов, но и для конкретных термодинамических условий, корректировать значения $\Delta t_{\text{тв}}$ или $\Delta t_{\text{фл}}$ подставляя в уравнение среднего времени истинные (неоткорректированные) значения $\Delta t_{\text{тв}}$ или $\Delta t_{\text{фл}}$, можно только оценить, но не определить пористость коллекторов. Такая оценка бывает необходима, например, при разведке новых месторождений, а также идентификации коллекторов сложного типа по преимущественной структуре

порового пространства. Значение пористости, найденное по неоткорректированному уравнению среднего времени, принято называть "акустической пористостью" и обозначать символом K_n^{AK} . Для оперативной оценки K_n^{AK} используют палетку, изображенную на рис. 5.4:

а) по данным комплекса ГИС определяют, к какому литологическому типу пород относится интересующий коллектор, и находят на палетке соответствующую зависимость $\Delta t - K_n^{AK}$;

б) через значение Δt_p (мкс/м), определенное в коллекторе, проводят линию, параллельную оси K_n^{AK} , до пересечения с найденной зависимостью $\Delta t - K_n^{AK}$ и на оси абсцисс отсчитывают значение K_n^{AK} . Если твердая фаза коллектора представлена двумя минералами (например, известняк+доломит), то K_n^{AK} определяют по зависимости для минерала, содержание которого превышает 50%.

При внесении в найденные расчетным путем с использованием неоткорректированного выражения значения K_n^{AK} соответствующих поправок появляется возможность уменьшить погрешность оценки K_n^{AK} для терригенных пород, приблизив ее к погрешности, имеющей место при определении этого параметра по корреляционным зависимостям или по откорректированному уравнению среднего времени. К числу таких поправок относятся поправки на дифференциальное давление, глинистость и насыщенность.

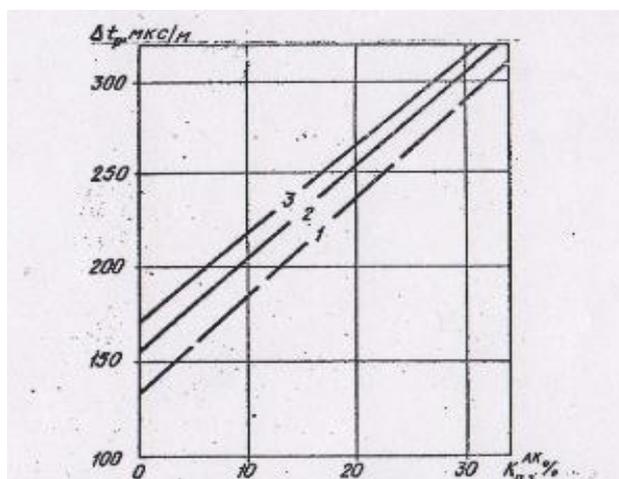


Рис. 5.5 Палетка для определения пористости пород: 1- доломит, 2- известняк, 3- песчаник.

Поправки на дифференциальное давление (степень уплотненности зерен коллектора) вводят с помощью эмпирического выражения

$$K_n^{AK} (\text{испр.}) = K_n^{AK} \frac{300}{\Delta t_{г.н.}} \quad (5.8)$$

где $\Delta t_{гп}$ – удельное время в прилегающих коллектору глинах. Поправку на глинистость в случае расположения глины в виде слоев или на контактах зерен кварца (цемент) вносят с помощью выражения

$$K_{п(испр)}^{AK} = K_{п}^{AK} - C_{гг} \cdot K_{п2д}^{AK} \quad (5.9)$$

где $C_{гг}$ – объемное содержание глин в коллекторе, определяемое по данным ГК и ПС;

$K_{п}^{AK}$ – коэффициент пористости ближайшей к коллектору глин по АК;

Этот коэффициент выражается по формуле

$$K_{п2д}^{AK} = \frac{\Delta t_{2д} - \Delta t_{мд}}{\Delta t_{р} - \Delta t_{мд}}, \quad (5.10)$$

где $\Delta t_{тв}$ – соответствует аналогичному значению для кварца

$\Delta t_{фп}$ – равно 600мкс/м.

Для идентификации характера глинистости можно использовать ВК и ФКД. Глинистость в виде цемента и слоев характеризуется повышением затуханием поперечных волн на ВК и нарушением фазовых линий на ФКД. Глина, находящаяся в поровом пространстве, не оказывает существенного влияния на параметры поперечных волн, так как они распространяются только по твердой фазе коллектора. Слоистую глинистость можно идентифицировать также по комплексу ГК (ПС) - микрозонды. Поправка на насыщение вводится путем умножения $K_{п}^{AK}$ на 0,9 в случае насыщения коллектора нефтью и на 0,8 в случае насыщения газом.

**6. ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2210	Поповой Светлане Константиновне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геофизики
Уровень образования	специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 589121,4 рублей. Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ - 952649,258 рублей.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ССН вып.3, часть 5, СНОР вып.3, часть 5</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Дисконтированный доход государства, поток денежной наличности и индекс доходности</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Оценки капитальных вложений, показатели экономической и эксплуатационных затрат</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Федеральный, субъектов РФ и местные бюджеты, взносы на страхование во вне бюджетные фонды</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Пенсионный, социального страхования, медицинского страхования фонды, страхование от несчастного случая, плата за землю</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кочеткова О.П.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2210	Попова Светлана Константиновна		

6.1 Производственно-техническая часть

Геологическое задание

На проведение геофизических исследований в скважинах

1. Целевое назначение работ: доисследование месторождения.

2. Задачи, основные методы исследования: литологическое расчленение разреза и оценка характера насыщения по данным ГТИ, газового каротажа и исследований шлама; контроль проводки и определение пространственного положения ствола скважин по результатам исследований высокоточными магнитными инклинометрами в том числе с привязкой глубины по ГК; выделение коллекторов, определение их мощности, фильтрационно-емкостных свойств, характера насыщения и коэффициентов нефтегазонасыщенности, определение местоположения контактов (ВНК, ГНК, ГВК); определение качества крепления обсадной колонны акустическими цементометрами, характера распределения цемента в заколонном пространстве, толщины стенок колонны и элементов колонны радиоактивными методами; размещение проектируемых интервалов перфорации эксплуатационной колонны и определение их фактического местоположения; определение гидродинамических параметров пластов при освоении и эксплуатации скважин; прогнозирование состава флюида и продуктивности скважин по геологическим и геофизическим параметрам, характеризующим разрез.

3. Методы исследования: в масштабе 1:500 – стандартный каротаж (КС), акустический каротаж цементирования (АКЦ), цементометрия (ЦМ), радиоактивный каротаж (ГК, НКТ), магнитная локация муфт (МЛМ);

В масштабе 1:200 – КС, метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), боковой каротаж (БК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), индукционный каротаж (ИК), высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), широкополосная модификация акустического каротажа (АКШ), резистивиметрия, инклинометрия, микробоковой каротаж (МБК), кавернометрия (КВ) и профилометрия (ПР), газовый каротаж, термометрия, ГК, НКТ, цементометрия.

Форма представления результатов: письменный отчет, графический материал в виде каротажных диаграмм и заключений по скважинам.

4. Сроки проведения работ:

Начало работ: 1 марта 2017 года.

Окончание работ: 30 декабря 2017 года.

6.2. Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Комплекс проектируемых работ зависит от геологической задачи, которая формулируется в геологическом задании.

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением геологического задания, необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ.

Виды и объёмы проектируемых работ указаны в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Виды и объёмы проектируемых работ (Технический план)

№	Виды работ	Оборудование	Объём	
			Ед. изм.	Кол-во
1	Комплексный каротаж	Подъёмник каротажный самоходный ПКС-3,5М Каротажная станция “Кедр- 02/1.5В”, программа “Мега-Макс ”		
		“К1А-723М”	м	2000
		“К3а-723”	м	1840
		“ВИКИЗ”	м	1840
		“ИОН-1(ИОН-1 + ГК)”	м	6080
		“Кедр-80СКПД”	м	2000
		“АКВ-1”	м	4480
		“СГДТ-НВ-Ц”	м	3440
		“РК5-76”	м	3700
		“СГП2-Агат”	м	1840
		“ЦМ-8-12-Ц”	м	800

2	Контроль параметров бурения и газовый каротаж	Цифровые компьютеризированные комплексы "СИРИУС-2000"	м	2000
3	Перфорация колонн, термометрия	Перфораторы "ПК-105С" или "ПНКТ 89СМ"	м	50
		"КСА-А2-36-80/60"	м	2000
4	Контрольно-интерпретационные работы	Средства вычислительной техники Программное обеспечение: «АРМГ», «Гефест», МФС ВИКИЗ, "СГДТ-МИД-К", "Edit-Kar", "Shop-Kar"	м	2000

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту (табл. 6.2.1.) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований.

В данном случае проектный забой скважин – 2500 м.

В качестве нормативного документа был использован справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).

Таблица 6.2. – Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				кровля	подошва
Каротаж кондуктора в открытом стволе					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N	1:500	1000	0	1000
2	Кавернометрия	1:500	1000	0	1000
3	Инклинометрия	через 20м	1000	0	1000
Каротаж кондуктора в закрытом стволе					
1	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:500	1000	0	1000
2	Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12-Ц)	1:500	1000	0	1000
Каротаж в открытом стволе					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N; ПС	1:500	1500	1000	1500
2	Стандартный каротаж зондами А2,0М0,5N; N11М0,5N; ПС	1:200	1500	1000	1500
3	Кавернометрия	1:500	1500	1000	1500

4	Профилеметрия	1:200	1500	1000	1500
5	Микрокаротаж	1:200	1500	1000	1500
6	Боковой микрокаротаж (БМК)	1:200	1500	1000	1500
7	Боковой каротаж (БК)	1:200	1500	1000	1500
8	БКЗ-зондами: А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; N0.5М2,0А; А1,0М0,1N; А0,4М0,1N	1:200	1500	1000	1500
9	Индукционный каротаж (ИК)	1:200	1500	1000	1500
10	Акустический каротаж (регистрация КТН)	1:200	1500	1000	1500
11	ВИКИЗ	1:200	1500	1000	1500
12	Гамма каротаж	1:200	1500	1000	1500
13	ННК-Т	1:200	1500	1000	1500
14	Плотностной гамма-гамма каротаж	1:200	1500	1000	1500
15	Резистивиметрия	1:200	1500	1000	1500
16	Инклинометрия	через 20 м	1500	1000	1500
Каротаж в закрытом стволе					
1	Гамма каротаж	1:500	1500	1000	1500
2	ННК-Т	1:500	1500	1000	1500
3	МЛМ	1:500	1500	0	1500
4	Гамма каротаж	1:200	1500	1000	1500
5	ННК-Т	1:200	1500	1000	1500
6	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:500	1500	0	1500
7	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:200	1500	1000	1500
8	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц)	1:500	1500	0	1500
9	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц)	1:200	1500	1000	1500
10	Инклинометрия	через 20 м	1500	0	1500
11	Термометрия	1:200	1500	0	1500
Работы в закрытом стволе					
1	Гамма-каротаж	1:200	1500	в продуктивном интервале	
2	Перфорация		1500	в продуктивном интервале	
1	Контроль параметров бурения и газовый каротаж	Проводится на всей продолжительности бурения скважины			

			1500	0	1500
1	Контрольно-интерпретационные работы		1500	0	1500

СПК– 129140 м.

Проезд до места исследований воздушным транспортом.

Техническое дежурство – 12 ч.

Интерпретация – 50% от стоимости полевых работ.

6.3 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчёт затрат времени

Расчёт затрат времени проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат времени приведён в таблице 6.3.).

Таблица 6.3. – Расчет затрат времени

Вид работ	Объём		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм.	Кол-во			
Стандартный каротаж	м	4000	3	мин/100м	120
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	39	мин/опер	39
ПС	м	2500	3	мин/100м	75
Вспомогательные работы при ПС	опер	1	39	мин/опер	39
Кавернометрия	м	2500	3,7	мин/100м	92,5
Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	49	мин/опер	49
Инклинометрия (тчк через 50 м)	тчк	250	1,8	мин/тчк	450
Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	17	мин/опер	17
Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	м	5000	30	мин/100м	1500
Вспомогательные работы при акустической цементометрии	опер	1	94	мин/опер	94
Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12-Ц)	м	1000	15	мин/100м	150
Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	57,5	мин/опер	57,5
Профилеметрия	м	1900	3,7	мин/100м	70,3
Вспомогательные работы при профилеметрии	опер	1	49	мин/опер	49
Микрокаротаж	м	1900	8,1	мин/100м	153,9

Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	39	мин/опер	39
Боковой микрокаротаж (БМК)	м	1900	8,1	мин/100м	153,9
Вспомогательные работы при БМК	опер	1	39	мин/опер	39
Боковой каротаж (БК)	м	1900	3,3	мин/100м	62,7
Вспомогательные работы при БК	опер	1	39	мин/опер	39
БКЗ	м	1900	3	мин/100м	57
Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	39	мин/опер	39
Индукционный каротаж (ИК)	м	1900	4,1	мин/100м	77,9
Вспомогательные работы при ИК	опер	1	39	мин/опер	39
Акустический каротаж (регистрация КТН)	м	1900	10,8	мин/100м	205,2
Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	54	мин/опер	54
ВИКИЗ	м	1900	3	мин/100м	57
Вспомогательные работы при ВИКИЗ	опер	1	39	мин/опер	39
РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:200)	м	3800	30	мин/100м	1140
РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:500)	м	1900	10,2	мин/100м	193,8
Вспомогательные работы при РК	опер	1	87,5	мин/опер	87,5
Плотностной гамма-гамма каротаж	м	1900	50	мин/100м	950
Вспомогательные работы при плотностном гамма-гамма каротаже	опер	1	87,5	мин/опер	87,5
Резистивиметрия	м	1900	3	мин/100м	57
Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	39	мин/опер	39
Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:200)	м	1900	18	мин/100м	342
Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:500)	м	2500	9	мин/100м	225
Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	44,5	мин/опер	44,5
СПК	м	11610 0	1,18	мин/100м	1369,98
ПЗР	опер	1	112	мин/опер	112
Проезд	км	80	1,9	мин/км (дор. 2 кат.)	152
Тех дежурство	парт-ч	12	60	мин/ парт-ч	720
Итого	На запись диаграммы:				7024,2
	Всего:				9378,18

Расчёт затрат труда

Расчёт затрат труда проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат труда приведён в таблице 6.4.)

Таблица 6.4. – Расчет затрат труда

№	Вид работ	Объём		Затраты труда					
				Рабочие			ИТР		
		Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени и на объем, чел-час	Норма времени и по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час.
1	Стандартный каротаж	м	4000	0,18	чел-час/100м	7,2	0,12	чел-час/100м	4,8
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
3	ПС	м	2500	0,18	чел-час/100м	4,4	0,12	чел-час/100м	3
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
5	Кавернометрия	м	2500	0,22	чел-час/100м	5,5	0,15	чел-час/100м	3,75
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	2500	2,94	чел-час/опер	7350	1,96	чел-час/опер	7350
7	Инклинометрия (тчк через 50 м)	тчк	2500	0,108	чел-час/тчк	270	0,072	чел-час/тчк	270
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1,02	чел-час/опер	1,02	0,68	чел-час/опер	1,02
9	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФҚД)	м	5000	5,64	чел-час/100м	282	3,76	чел-час/100м	188
10	Вспомогательные работы при акустической цементометрии	опер	1	3,24	чел-час/опер	3,24	2,16	чел-час/опер	3,24
11	Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12-Ц)	м	1000	0,9	чел-час/100м	9	0,6	чел-час/100м	6
12	Вспомогательные работы при плотностной	опер	1	3,45	чел-час/опер	3,45	2,3	чел-час/опер	3,45

	цементометрии								
13	Профилеметрия	м	1900	0,22	чел-час/100м	4,18	0,15	чел-час/100м	2,85
14	Вспомогательные работы при профилеметрии	опер	1	2,94	чел-час/опер	2,94	1,96	чел-час/опер	2,94
15	Микрокаротаж	м	1900	0,49	чел-час/100м	9,31	0,32	чел-час/100м	6,08
16	Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
17	Боковой микрокаротаж (БМК)	м	1900	0,49	чел-час/100м	9,31	0,32	чел-час/100м	6,08
18	Вспомогательные работы при БМК	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
19	Боковой каротаж (БК)		1900	0,2	чел-час/100м	3,8	0,13	чел-час/100м	2,47
20	Вспомогательные работы при БК	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
21	БКЗ	м	1900	0,18	чел-час/100м	3,42	0,12	чел-час/100м	2,28
22	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
23	Индукционный каротаж (ИК)	м	1900	0,25	чел-час/100м	4,75	0,16	чел-час/100м	3,04
24	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
25	Акустический каротаж (регистрация КТН)	м	1900	0,65	чел-час/100м	12,35	0,43	чел-час/100м	8,17
26	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	3,24	чел-час/опер	3,24	2,16	чел-час/опер	3,24
27	ВИКИЗ	м	1900	0,18	чел-час/100м	3,42	0,12	чел-час/100м	2,28
28	Вспомогательные работы при ВИКИЗ	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
29	РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:200)	м	3800	1,8	чел-час/100м	68,40	1,2	чел-час/100м	45,60

30	РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:500)	м	1900	0,61	чел- час/100м	11,59	0,41	чел- час/100м	7,79
31	Вспомогательн ые работы при РК	опер	1	5,25	чел- час/опер	5,25	3,5	чел- час/опер	5,25
32	Плотностной гамма-гамма каротаж	м	1900	3	чел- час/100м	57	2	чел- час/100м	38
33	Вспомогательн ые работы при плотностном гамма-гамма каротаже	опер	1	3,24	чел- час/опер	3,24	2,16	чел- час/опер	3,24
34	Резистивиметр ия	м	1900	0,18	чел- час/100м	3,42	0,12	чел- час/100м	2,28
35	Вспомогательн ые работы при резистивиметр ии	опер	1	2,34	чел- час/опер	2,34	1,56	чел- час/опер	2,34
36	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:200)	м	1900	1,08	чел- час/100м	20,52	0,72	чел- час/100м	13,68
37	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:500)	м	1900	0,54	чел- час/100м	10,26	0,36	чел- час/100м	6,84
38	Вспомогательн ые работы при плотностной цементометрии	опер	1	2,67	чел- час/опер	2,67	1,78	чел- час/опер	2,67
39	СПК	м	1039 50	0,07	чел- час/100м	72,765	0,05	чел- час/100м	51,975
40	ПЗР	опер	1	6,72	чел- час/опер	6,72	4,48	чел- час/опер	6,72
41	Проезд	км	80	0,114	чел- час/км	9,12	0,076	чел- час/км	7,98
42	Тех дежурство	парт-ч	12	3,6	чел-час/ парт-ч	43,2	2,4	чел-час/ парт-ч	43,2
На запись диаграм: чел-час.						8195,94			8019,1
Всего: чел-час.						8327,74 5			8128,9 75

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) на запись диаграмм составляют 16215,04чел-час. Общие затраты труда (рабочие и ИТР) составляют 16456,72 чел-час.

Расчет производительности труда, количества партий

Проектное время бурения одной скважины 75 суток.

Исходя из этого затраты времени для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине будут равны 36000 мин (600 ч).

Расчет производительности труда, комплексной геофизической партии, продолжительности выполнения работ осуществляется по формуле:

$$N = \frac{Q}{P_{\text{мес}} \times T}, \text{ где}$$

Q–объем работ;

$P_{\text{мес}}$ – производительность труда за месяц;

T– время выполнения.

Расчет производительности труда за месяц находится в прямой зависимости от рассчитанных затрат времени. Для расчета используются формулы:

$$P_{\text{мес}} = P_c \times C, \text{ где}$$

P_c – производительность труда за сутки;

C– количество суток в месяце.

Расчёт производительности труда, комплексной геофизической партии, проведем по данным подсчитанным по нормам из таблицы 1-073 справочника «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).

Для выполнения планируемого объёма работ ГИС промыслово-геофизической партии на одной скважине будет затрачено 600 часов. Норма рабочего времени комплексной геофизической партии составляет 8 час/сутки. Тогда $P_{\text{мес}}=240$ ч, $T = 600/8 = 75$ дней = 2,5 месяца, а $N=1$.

Учитывая, что работы будут проводиться вахтовым методом, а продолжительность вахты один месяц, то для проведения комплексных геофизических работ на одной скважине потребуется две партии.

6.4. Планирование, организация и менеджмент при производстве геологоразведочных работ

Менеджмент – метод управления, совокупность приёмов и способов воздействия на управляемый объект для достижения поставленных организацией целей. Его функциями являются: планирование, организация, мотивация, контроль.

Управление – это искусство создавать вещи посредством людей.

Планирование на геологоразведочном предприятии – это процесс, в результате которого цели предприятия увязываются со способами их достижения и конкретными действиями во времени и пространстве. В результате планирования появляется система планов.

Система планов ГРП и организаций дифференцируются по ряду признаков:

1. По длительности принимаемого периода планирования:

- долгосрочные генеральные планы (10 и более лет);
- среднесрочное перспективное планирование (до 5 лет);
- краткосрочное или годовое (1 год);
- оперативное.

2. В соответствии с конечной формой выпускаемого продукта, работ или услуг.

3. В соответствии с основаниями для постановки работ.

Ответственные за планирование на предприятии определяют содержание и последовательность процесса формирования системы планов. Использование для этих целей схем, воспроизводящих процесс планирования, является весьма полезным. В соответствии со схемами планирования определённые операции по планированию осуществляются регулярно, примерно в один и тот же период года, что обеспечивает непрерывность этого процесса.

Организация – это этап создания реальных условий для достижения запланированных целей.

Начало геологоразведочных работ обусловлено календарным планом и поступлением первого аванса. Величина первого аванса зависит от работ, планируемых к выполнению в первом квартале календарного и поэтапного планов.

6.5. Организационная структура подразделения

Организационная структура разделяется, по масштабу, на макро-масштаб и микро-масштаб.

Под макро-масштабом понимается общая структура всего предприятия.

Под микро-масштабом понимается часть общей структуры – структура партии.

Основным подразделением предприятия является партия под руководством начальника партии, который подчиняется главному инженеру ПГЭ.

Квалифицированный состав комплексной каротажной партии.

В составе каротажной комплексной партии принимают участие 5 человек.

ИТР (Инженерно-технические рабочие): начальник партии, геофизик, техник-геофизик.

Рабочие: каротажник, машинист подъёмника каротажной станции.

6.6. Расчет сметной стоимости проекта

Для выполнения работ по проекту необходимы денежные средства, которые обеспечивает заказчик. Авансовое финансирование геологоразведочных работ является их отличительной чертой. Смету рассчитывают сами будущие исполнители проектируемых работ. Оптимальные сметные затраты определяются узаконенными инструкциями, справочниками и другими материалами, имеющими для выполнения работ по проекту необходимы денежные силу закона. От полноты включенных затрат зависит в будущем экономика предприятия.

Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5)

Таблица 6.5. – Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии

№	Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объёма работ, руб	Повышающие коэф		Итого, руб
		Ед. изм.	Кол-во				Козф. удор.	Козф. норм. усл.	
1	Стандартный каротаж	м	4000	22,6	руб/100 м	904,0	3,4	1,3	3995,68
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,4	1,3	1064,645
3	ПС	м	2500	22,6	руб/100 м	565,0	3,4	1,3	2497,3
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,4	1,3	1064,645
5	Кавернометрия	м	2500	22,91	руб/100 м	572,75	3,4	1,3	2531,555
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	247,19	руб/опер	247,19	3,4	1,3	1092,58
7	Инклинометрия (тчк через 25 м)	тчк	250	5,24	р/тчк	1310,0	3,4	1,3	5790,2
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	64,17	руб/опер	64,17	3,4	1,3	283,6314
9	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью	м	5000	72,14	руб/100 м	3607,0	3,4	1,3	15942,94

	ФКД)								
10	Вспомогательные работы при акустической цементометрии	опер	1	293,9	руб/опер	293,9	3,4	1,3	1299,038
11	Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12-Ц)	м	1000	113,99	руб/100 м	1139,9	3,4	1,3	5038,358
12	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	351,46	руб/опер	351,46	3,4	1,3	1553,453
13	Профилеметрия	м	1900	22,91	руб/100 м	435,29	3,4	1,3	1923,982
14	Вспомогательные работы при профилеметрии	опер	1	247,19	руб/опер	247,19	3,4	1,3	1092,58
15	Микрокаротаж	м	1900	53,77	руб/100 м	1021,63	3,4	1,3	4515,605
16	Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	213,62	руб/опер	213,62	3,4	1,3	944,2004
17	Боковой микрокаротаж (БМК)	м	1900	53,77	руб/100 м	1021,63	3,4	1,3	4515,605
18	Вспомогательные работы при БМК	опер	1	213,62	руб/опер	213,62	3,4	1,3	944,2004
19	Боковой каротаж (БК)	м	1900	24,83	руб/100 м	471,77	3,4	1,3	2085,223
20	Вспомогательные работы при БК	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,4	1,3	1064,645
21	БКЗ	м	1900	22,6	руб/100 м	429,4	3,4	1,3	1897,948
22	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,4	1,3	1064,645
23	Индукционный каротаж (ИК)	м	1900	27,53	руб/100 м	523,07	3,4	1,3	2311,969
24	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	295,4	руб/опер	295,4	3,4	1,3	1305,668
25	Акустический каротаж (регистрация КТН)	м	1900	72,14	руб/100 м	1370,66	3,4	1,3	6058,317
26	Вспомогательные работы при	опер	1	293,9	руб/опер	293,9	3,4	1,3	1299,038

	акустическом каротаже								
27	ВИКИЗ	м	1900	22,6	руб/100 м	429,4	3,4	1,3	1897,948
28	Вспомогательные работы при ВИКИЗ	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,4	1,3	1064,645
29	РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:200)	м	3800	170,97	руб/100 м	6496,86	3,4	1,3	28716,12
30	РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:500)	м	1900	113,99	руб/100 м	2165,81	3,4	1,3	9572,88
31	Вспомогательные работы при РК	опер	1	351,46	руб/опер	351,46	3,4	1,3	1553,453
32	Плотностной гамма-гамма каротаж	м	1900	290,06	руб/100 м	5511,14	3,4	1,3	243592,4
33	Вспомогательные работы при плотностном гамма-гамма каротаже	опер	1	275,24	руб/опер	275,24	3,4	1,3	1216,561
34	Резистивиметрия	м	1900	22,6	руб/100 м	429,4	3,4	1,3	18979,48
35	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,4	1,3	1064,645
36	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:200)	м	1900	170,97	руб/100 м	32484,43	3,4	1,3	143581,2
37	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:500)	м	1900	113,99	руб/100 м	2165,81	3,4	1,3	9572,88
38	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	351,46	руб/опер	351,46	3,4	1,3	1553,453
39	СПК	м	103950	7,34	руб/100 м	7629,93	3,4	1,75	45398,08
40	ПЗР (на базе и на скважине)	опер	1	573,35	руб/опер	573,35	2,94	1,15	1938,496
41	Проезд	км	80	15,49	р/км	1239,2	1,51	1,15	2151,8708
42	Тех дежурство	парт-ч	6	257,7	р/парт-ч	1546,2	2,28	1,15	4089,699
43	Итого:								589121,4

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 589121,4 рублей.

При использовании каротажных автомашин Урал-4320 затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составляют 14268,1 руб. Расчёт проводится на основе нормы расхода горючего при переездах и при стационарной работе.

Контрольно интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 589121,4 рублей. Стоимость полевых работ выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно интерпретационных работ) составляет 1192510,9 рубля.

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ 1)

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ1) рассчитывается в соответствии с инструкцией по составлению проектов и смет.

Затраты, связанные с производством, называются основными расходами.

К основным расходам относятся:

- текущий заработок и затраты, учитывающие конституционные социальные гарантии;

- затраты, связанные с оплачиваемым ежегодным отпуском;
- единый социальный налог.

Кроме того, к основным расходам относятся:

- материальные затраты, электроэнергия, лесоматериалы и т. д.;
- амортизация используемого оборудования;
- износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов;
- услуги и транспорт, используемые в процессе работы.

Затраты геологоразведочного производства (по каждому виду полевых и камеральных работ) формируются в виде статей основных расходов.

Статьи основных расходов

1. Основная заработная плата (текущий заработок рабочих и ИТР).
2. Дополнительная заработная плата, за счет которой формируется фонд для оплаты отпуска (7,9% от основной заработной платы).

3. Страховые взносы (пенсионный фонд, фонд медицинского страхования, фонд занятости, фонд социального страхования), эти отчисления в размере 35,6% установленном законом рассчитываются от фонда заработной платы, т.е. суммы основной и дополнительной заработной платы.

4. Материалы, лесоматериалы, электроэнергия, сжатый воздух и т.д., т.е. все то, что переносит свою стоимость на геологоразведочные работы сразу и полностью.

5. Амортизация оборудования в виде нормы амортизации, рассчитанной в зависимости от балансовой стоимости оборудования и его срока использования.

6. Износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов, которые служат долго, но стоят недорого. Их стоимость в размере 50% включается в затраты геологоразведочного проекта сразу, а оставшаяся часть списывается в процессе хозяйственной деятельности по бухгалтерской документации возможно на затраты по другому проекту.

7. Услуги собственных вспомогательных производств (например, ремонтный цех), норма услуг рассчитывается на каждом предприятии самостоятельно и устанавливается для всех видов работ одинаковая.

8. Транспорт, используемый в процессе работы, также входит в себестоимость полевых геологоразведочных работ в виде нормы, рассчитанной на предприятии.

Статьи 1 – 6 – это простые статьи, т.к. они учитывают только один вид производственных ресурсов (либо трудовые ресурсы – три статьи по зарплате, либо материальные ресурсы – статья 4, либо технику или основные фонды – статьи 5 и 6).

Статьи “Услуги” и “Транспорт” – сложные или комплексные, т.к. в них учитываются затраты в виде простых статей, связанных:

- с заработной платой ремонтников и шоферов;
- с использованием материальных ресурсов (например, электроэнергия, бензин, ГСМ и т. д.);
- и с использованием технических средств (станки, машины и т. д.).

Все эти затраты включаются в норму, соответствующую расходам по данным статьям на предприятии.

Таким образом, затраты на каждый отдельный вид геологоразведочных работ формируются за счет вышеперечисленных статей основных расходов.

Затраты, связанные с организацией производства, в геологии называются накладными расходами.

За счет накладных расходов:

- содержится аппарат управления,
- осуществляется техника безопасности и промсанитария,

- выплачиваются налоги и платежи, входящие в себестоимость.

В смете эти затраты либо рассчитываются прямым расчетом, либо начисляются в виде норматива накладных расходов от 18 до 30 и более % от суммы основных расходов по согласованию с заказчиком.

Таким образом статьи основных и накладных расходов включают в себя все затраты, связанные с производством продукции, работ и услуг.

Кроме основных и накладных расходов в смету геологического проекта включаются расходы, свойственные только геологоразведочному производству.

Итогом сметы является определение сметной стоимости или цены проекта. Эти расчеты оформляются в виде сметных форм.

Основным сметным расчетом является «Общий расчет сметной стоимости геологоразведочных работ» оформленный по форме СМ-1, который включает в себя 6 групп затрат и оформлен в виде таблицы. Это основной сметный расчет, который обладает юридической силой. Он представляется заказчику и в банк для дальнейшей финансовой работы предприятия. В данной сметной форме под «Основными расходами» понимаются все затраты, связанные с производством геологоразведочных работ по данному проекту, которые складываются из затрат на отдельные геологоразведочные работы (геофизические, камеральные и т. д.), остальные затраты, увеличивая стоимость геологоразведочных работ, обеспечивают либо организационную («Накладные расходы»), либо экономическую деятельность предприятия. К ним относятся: «плановые накопления», «компенсируемые затраты», «подрядные работы» и «резерв».

«Плановые накопления» – это затраты, включаемые в смету и оплачиваемые заказчиком, предприятие использует для создания нормативной прибыли, которая используется: для выплаты налогов и платежей от прибыли, а также для формирования чистой прибыли и создания фондов предприятия (фонда развития производства и фонда социального развития). Нормативной она называется потому, что утвержден специально для геологической службы норматив «Плановых накоплений» равный 14 – 30% от суммы «Основных» и «Накладных» расходов.

«Компенсируемые затраты» – это затраты, независимые от предприятия, предусмотренные законодательством и возмещаемые заказчиком по факту их исполнения. К «компенсируемым затратам» относятся:

- производственные командировки;
- полевое довольствие;

- доплаты и компенсации;
- затраты на охрану окружающей среды и т. д.

Все эти затраты рассчитываются и включаются в смету, а оплачиваются заказчиком на основании фактических документов о производстве работ и ведомостей об оплате.

«Подрядные работы» это работы, выполняемые сторонними организациями по объекту геологического задания в целом с выдачей окончательного отчета, а также работы, выполняемые организациями соисполнителями, затраты, которые входят отдельной строкой в состав сметы. Все подрядные работы оформляются договорами.

«Резерв» на непредвиденные работы и затраты предназначен для возмещения расходов, необходимость в которых выявилась в процессе производства геологоразведочных работ и не могла быть учтена при составлении проектно-сметной документации. «Резерв» предусматривается по опыту работы предприятия в процентах от суммы основных расходов (форма СМ-1), либо по нормативам в зависимости от стадии и вида геологоразведочных работ и составляет 4% для детальной разведки и доразведки.

Таблица 6.6. – Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ (форма СМ-1)

№	Наименование работ и затрат	Объем		От суммы	Итого затрат на объем / руб.
		Ед. изм.	Кол-во		
1	2	3	4	5	6
1	Основные расходы				
	комплекс геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией		1		589121,4
	полевые каротажные работы		1		589121,4
	расход топлива		1		14268,1
	контрольно интерпретационные работы		1		589121,4
	ИТОГО:				1192510,9
2	Накладные расходы	%	15		178876,635
3	Плановые накопления	%	25		298127,725
4	Компенсированные затраты				
	производственные командировки	%	0,5		5962,5545
	полевое довольствие	%	3		35775,327

	доплаты	%	8		95400,872
	охрана природы	%	5		59625,545
5	Подрядные работы	%	1,2		14310,1308
6	Резерв	%	10		119251,09
Итого сметная стоимость					807329,8793
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)					952649,258

7. ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2210	Поповой Светлане Константиновне

Институт	ИПР	Кафедра	ГЕОФ
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Россия, площадь работ расположена в пределах Лениногорского района Республики Татарстан и Клявлинского района Самарской области. Рельеф местности района представляет собой довольно расчлененную равнину с резкими перепадами высот. Абсолютные отметки на водоразделах достигают +320 м (Шугуровское плато), понижаясь к долинам рек до 100 м. Климат района умеренно-континентальный с теплым летом и умеренно-холодной и продолжительной зимой. Самым холодным месяцем года является январь со средней температурой воздуха -14,4°С, самым теплым – июль со средней температурой +18°С.</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Полевой этап.</p> <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Тяжесть и напряженность физического труда 2) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 3) Превышение уровня шума 4) Превышение уровня ионизирующих излучений <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Электрический ток 2) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования <p>Камеральный этап.</p> <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Недостаточная освещенность рабочей зоны 2) Превышение уровней шума 3) Отклонение показателей микроклимата в помещении <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Электрический ток 2) Пожароопасность
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 	<p>Загрязнение почвы, водного бассейна горюче-смазочными материалами.</p> <p>Засорение почвы производственными отходами.</p> <p>Пыль, разносимая ветром при транспортировке</p> <p>Распугивание и нарушение мест обитания представителей животного мира.</p>

<ul style="list-style-type: none"> – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	1) Возникновение пожаров 2) Способы тушения пожаров
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	1) Общие правила для всех работ 2) Геофизические работы. Общие положения.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Т.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2210	Попова Светлана Константиновна		

Социальная ответственность в организации ООО «ЛенГис» при проведении геофизических исследований скважин с целью изучения карбонатных коллекторов на Куакбашском месторождении нефти (республика Татарстан).

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – это ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

В административном отношении площадь работ расположена в пределах Лениногорского района Республики Татарстан и Клявлинского района Самарской области. Рельеф местности района представляет собой довольно расчлененную равнину с резкими перепадами высот. Абсолютные отметки на водоразделах достигают +320 м (Шугуровское плато), понижаясь к долинам рек до 100 м. Климат района умеренно-континентальный с теплым летом и умеренно-холодной и продолжительной зимой. Работы планируются в летний сезон с целью доисследования карбонатных коллекторов и решения поставленных геологических задач.

7.1 Производственная безопасность

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанных с применением электрической энергии, радиоактивных веществ, постоянных поездок на автотранспорте, спускоподъемными и погрузочно-разгрузочными работами. Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите

Ответственность за соблюдение требований по ОТ и ТБ возлагается на начальника комплексной каротажной партии.

Техника безопасности - это система организационно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на работающих, опасных производственных факторов.

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений.

В *таблице 7.1.1* приведены основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы на Куакбашском нефтяном месторождении.

7.1.1 Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 7.1.1

Этапы работ	Наименование запроюктированных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74, с изменениями от 1999)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Полевой	Геофизические исследования в скважинах: ПС, ГК, МКЗ, БКЗ, ИК, ВИКИЗ, БК, НКТ, кавернометрия, работа источником ионизирующих излучений	1. Электрический ток	1. Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе	ГОСТ 12.1.005-88.
		2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 3.Пожароопасность	2. Превышение уровней шума	ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.
			3. Недостаточная освещенность рабочей зоны (в ночное время суток)	СНиП 23-05-95 СП 52.13330.2011
			4. Превышение уровня ионизирующих излучений	ТСО-99, ТСО-03
Камеральный	Обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров	1.Электрический ток 2.Пожароопасность	1. Отклонение показаний микроклимата в помещении	СанПиН 2.2.4.548-96 СанПиН 2.2.2/2.4.2198-07 СП 60.13330.2012
			2. Превышение уровней шума	СНиП21-01-97 СП 51.13330.2011 СН 2.2.4/2.1.8.562-96
			3.Недостаточная освещенность	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 СП 52.13330.2011

7.1.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредные производственные факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомство (ГОСТ 12.0.003-74).

Полевые работы

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Метеоусловия это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Лениногорском районе Республики Татарстан и Клявлинском районе Самарской области. Климат района умеренно-континентальный с теплым летом и умеренно-холодной и продолжительной зимой. Самым холодным месяцем года является январь со средней температурой воздуха $-14,4^{\circ}\text{C}$, самым теплым – июль со средней температурой $+18^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура воздуха $+2,3^{\circ}\text{C}$, безморозный период составляет 110-120 дней. Полевые работы планируются проводить в летний период.

Все работы в полевых условиях производятся согласно инструкции проведения геофизических работ. Всем сотрудникам полевых партий выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, ботинки кожаные или сапоги кирзовые.

2. Превышение уровня шума

Основным источником шума при работе на буровых является дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно [ГОСТу 12.1.003-83]. В указанном нормативном документе предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю - эквивалентному уровню шума в дБА.

Выбор метода нормирования в первую очередь зависит от временных характеристик шума. По этим характеристикам все шумы подразделяются на постоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется не более чем на 5 дБА, и непостоянные, аналогичная характеристика которых изменяется за рабочий день более чем, на 5 дБА. Нормирование по предельному спектру шума является основным для постоянных шумов.

Предельный спектр шума - это совокупность нормативных значений звукового давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. В *таблице 7.1.2* представлены допустимые уровни шума на различных рабочих местах.

Второй метод нормирования - по эквивалентному уровню шума - основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА.

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий по ГОСТ 12.1.003-83 (извлечение).

Таблица 7.1.2. Допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа, требующая сосредоточенности, работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами: рабочие места за пультами в кабинах наблюдения без речевой связи по телефону: в помещениях	91	83	77	73	70	68	66	64	75

лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин									
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Постоянные шумы характеризуются по предельному спектру шума, а непостоянные только в дБА.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов на промысле, например каротажной станции;
- экранирование шума преградами, например, акустическими экранами;
- звукоизоляция кожухами;
- использование звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлем и т. п.).

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

При работе на компьютере в полевых условиях, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение на каротажной станции. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное внимание может стать причиной какого-либо несчастного случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в нижеследующей таблице 7.1.3. Осветительным прибором является прожектор.

Таблица 7.1.3.

Нормы искусственного освещения (СНиП 23-05-95)

Места освещения	Освещенность, лк
-----------------	------------------

Рабочие места у бурового станка (ротора, Лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост Зумп промывочной жидкости	10
На стенах	500
На рабочем столе	300

Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

4. Превышение уровня ионизирующих излучений

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. К I категории относятся радиационные объекты, при аварии на которых возможно их радиационное воздействие на население и могут потребоваться меры по его защите. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений. Обычно в качестве источника облучения используют калий 40.

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, защита из поглощающих полимерных композиционных материалов специального назначения. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с источниками ионизирующих излучений, подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия радиоактивных веществ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест (табл. 7.1.4.)

Таблица 7.1.4.

Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)

Категория облучаемых лиц		Назначение помещений и территорий	Продолжительность облучения, ч/год	Проектная мощность эквивалентной дозы, мкЗв/ч
Персонал	Группа А	Помещения постоянного пребывания персонала	1700	6,0
		Помещения временного пребывания персонала	850	12
	Группа Б	Помещения организации и территория санитарно-защитной зоны, где находится персонал группы Б	2000	1,2
Население		Любые другие помещения и территории	8800	0,06

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия радиоактивных веществ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ;
- выполнять операции с источниками излучений в течение очень короткого времени;
- проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент;
- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

При радиометрических исследованиях скважин используют закрытые источники излучений. На предприятиях радиоактивные вещества хранятся в специальных помещениях (хранилищах), оборудованных в соответствии со всеми современными требованиями. Хранилище имеет отделения для источников нейтронов, источников гамма-излучений, а также для радиоактивных источников, непригодных для дальнейшего использования.

Камеральные работы

1. Отклонение показаний микроклимата в помещении.

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется [ГОСТ 12.1.005-88]. Этот ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ и ВДТ. В помещениях с такой техникой на микроклимат больше всего влияют источники теплоты, к ним относятся вычислительное оборудование, приборы освещения (лампы накаливания, солнечная радиация). Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата.

Таблица 7.1.5.

Параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры(СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и Переходный	Температура воздуха в помещении	22-24°С
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25°С
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

В таблице 7.1.5 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе. Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления и кондиционирования или эффективную приточно-вытяжную вентиляцию. Расчет потребного количества воздуха для местной системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения согласно [СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03]. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

2. Превышение уровня шума

Источниками шума и вибрации на рабочем месте с компьютерами являются сами вычислительные машины (встроенные вентиляторы, принтеры и т.д.), системы вентиляции и другое оборудование. Уровень шума измеряют с помощью шумомера "Ш-70" [ГОСТ 12.1.003-83] устанавливаются уровни шума на рабочем месте.

Таблица 7.1.6. Допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места в помещениях диспетчерской службы, кабинетах и помещениях наблюдения и дистанционного управления с речевой связью по телефону, в залах обработки информации на вычислительных машинах	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Для снижения уровня шума в помещениях при камеральных работах применяют наименее шумные агрегаты. Одновременно применяют архитектурно-строительные решения: 1) устройство подвесного потолка, который служит звукопоглощающим экраном; 2) использование звукопоглощающих материалов; 3) уменьшение площади стеклянных и окон для защиты от транспортного шума; 4) установка особо шумящих устройств на упругие прокладки; 5) применение на рабочих местах звукогасящих экранов.

Уровень вибрации в помещениях может быть снижен путем установки оборудования на специальные фундаменты и виброизоляторы.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23-05-95. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна. СНиП рекомендует левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается

применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы, которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп. Требования к освещенности в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой и средней точности общая освещенность должна составлять 300-500 лк, а комбинированная - 750 лк [СНиП 23-05-95].

7.1.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

Полевые работы

1. Электрический ток

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, по техническим причинам таким, как ухудшение электроизоляции, дефектов монтажа; поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Воздействие тока на человека:

- термическое
- электролитическое
- биологическое

Исход поражения электрическим током:

- электрическая травма (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных тканей);

– электрический удар (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет).

Факторы, от которых зависит исход поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление человека;
- ток, протекающий через человека;
- путь протекания тока;
- условия внешней среды;
- подготовленность персонала.

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.019-79, ГОСТ 12.1.038-82).

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

-обустройством таких электроустановок, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

-устройством защитного заземления;

-защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;

-применением защитных средств при обслуживании электроустановок;

-проведением профилактических испытаний устройств зануления–умышленное соединение потенциально опасных металлических нетоковедущих частей с нулевым защитным проводником.

-применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;

-организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;

-специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям

является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

Смертельным для человека является электрический ток $I = 100\text{мА}$ (переменный ток) и $I = 300\text{мА}$ (постоянный ток).

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При работе с полевым оборудованием происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов. Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81, ГОСТ 12.4.125-83), ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ - РД 08-200-98.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальником партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправное оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с положением технической инструкции о проведении геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах (РД 153-39.0-072-01). Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно - технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

Камеральные работы

При камеральных работах обычно используют компьютер. При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током, поскольку все оборудование ЭВМ является токоведущим, представляя большую опасность для пользователя. Фактор повышенного значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; повышенная напряженность электрического тока (по ГОСТу 12.0.03-74).

Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Условия безопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых ухудшается контакт человека с токопроводящими частями.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.019-79, ГОСТ 12.1.038-82). Помещение, где расположены компьютеры, относится к помещениям без повышенной опасности поражения электрическим током, согласно (ПУЭ), в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (к опасным относятся следующие условия: сырость (>75% влажность) или токопроводящая пыль; токопроводящие полы; высокая температура (>30⁰С); возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования, - с другой; и соответствует [ГОСТу 12.1.019-79] и [ГОСТу 12.1.038-82].

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземлённого провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения;

использование стационарных установок и приборов, имеющих напряжение 36 V переменного тока и 110 V постоянного тока относительно земли, без заземления токоведущих частей.

Электризация (статическое электричество) возникает при трении диэлектрических тел друг о друга. Электрические заряды могут накапливаться на поверхности металлических предметов.

Статическое электричество отрицательно действует на организм человека. Длительное воздействие обуславливает профессиональные заболевания, особенно нервной системы. Кроме того, статическое электричество - одна из причин возникновения взрывов и пожаров.

Основные направления защиты от статического электричества предусматривают предотвращение возникновения электрических зарядов или ускорение стекания зарядов с наэлектризованной поверхности. Ускорению снятия зарядов способствует заземление оборудования, увеличение относительной влажности воздуха и электропроводности материалов с помощью антистатических добавок и присадок.

7.2. Экологическая безопасность

При производстве геологоразведочных работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Для предотвращения возможных экстремальных экологических и социальных ситуаций при освоении месторождения необходимо создать систему экономических и правовых механизмов, направленную на недопущение нарушений природоохранного законодательства, т.е. своеобразную программу экологической безопасности, учитываемую на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации и направленную на решение следующих взаимосвязанных проблем:

- предотвращение загрязнения окружающей среды, обеспечение экологической сохранности территории нефтяного месторождения и прилегающих к нему зон;
- обновление технологического оборудования и внедрение новых ресурсосберегающих технологий;
- оценка воздействия на окружающую природную и социальную среду;
- обеспечение экологической безопасности местного населения и персонала, работающего на месторождении;

- повышение ответственности персонала предприятий за качество выполняемых им работ, загрязнение окружающей среды, рациональное использование природных ресурсов, соблюдения природоохранного законодательства;

- систематический производственный экологический мониторинг;
- оповещение о возникновении экологической опасности;
- управление экологическим риском;
- экологическое страхование.

Временные источники загрязнения:

- перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока;

- перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки;
- прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

Для исключения вредного воздействия на гидрологические объекты месторождения необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- создать организованный поверхностный сток с территории площадочных и других производственных объектов;
- исключить сброс загрязненных сточных вод на дневную поверхность и в водоемы, предусмотреть закачку сточных вод в нефтесборный коллектор;
- не допускать переформирования линий поверхностного стока, поддерживая естественную его направленность.

Рассматриваемая территория участка месторождения - Рельеф местности района представляет собой довольно расчлененную равнину с резкими перепадами высот.

Основными видами негативного воздействия на животный мир при освоении месторождения могут являться:

- отчуждение земель и механическое нарушение растительности;
- шум от работающих машин и механизмов;
- загрязнение прилегающей территории отходами;
- браконьерство (возможность несанкционированного доступа в охотоугодья);
- фактор беспокойства (присутствие людей и собак).

Для снижения воздействия на животный мир необходимо:

- ограждать и оснащать оборудование звукоизолирующими устройствами;
- не допускать загрязнения прилегающей территории токсичными отходами;

- запретить персоналу, работающему на объектах, иметь огнестрельное оружие и охотиться без соответствующей лицензии;

- запретить держать собак на промысле (за исключением собак охраны);

- ограничить движение автотехники (в особенности гусеничной вездеходной), обеспечить строгий контроль за выездами (только по производственной необходимости), должностную ответственность персонала в случае нарушений.

В отличие от биологических ресурсов, минерально–сырьевые ресурсы не способны к самовосстановлению и относятся к числу исчерпаемых, поэтому назначение охраны недр заключается в обеспечении их рационального и полного использования, предупреждения их порчи, а также в сокращении их потерь при добыче, транспортировке и переработке.

Освоить месторождение не подвергая техногенному воздействию недр невозможно, а на этапе эксплуатации это влияние особенно сильно влияет на продуктивную часть недр.

Все возможные вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их устранению представлены в *табл. 7.2.6.*

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах

Таблица 7.2.6.

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязнённой земли и т.д.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и утилизация (либо захоронение) производственных отходов, необходимо проводить рекультивацию поврежденных земель
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв: при выполнении земляных работ нужно стремиться сохранить плодородный слой; следует утилизировать отходы, совершенствовать технологии и комплексно использовать их в качестве сырья, что даст возможность уменьшить отчуждение земель для складирования мусора; необходимо проводить рекультивацию поврежденных земель.

	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, посёлков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесённых территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлороторные и др.)
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
Воздушный бассейн	<p>Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др. ПДК вещ-в при проведении геофизических работ:</p> <p>Оксид углерода (ПДК в раб. зоне 20 мг/м³), диоксид азота NO₂ (ПДК в раб. зоне 5 мг/м³), сажа (ПДК в раб. зоне 4 мг/м³), диоксид серы (ПДК в раб. зоне 10 мг/м³), углеводороды (ПДК в раб. зоне 100 мг/м³)</p>	<p>Вредные вещества в воздухе в виде паров, газов и аэрозолей (пыли). По степени воздействия на организм человека вредные вещества подразделяются на четыре класса опасности, которые устанавливаются в зависимости от ПДК в воздухе рабочей зоны:</p> <ul style="list-style-type: none"> — вещества чрезвычайно опасные (ПДК менее 0,1 мг/м³); — вещества высокоопасные (ПДК 0,1-1,0 мг/м³) — вещества умеренно опасные (ПДК 1,1-10 мг/м³); — вещества малоопасные (ПДК более 10,0 мг/м³). <p>Профилактические мероприятия включают технические, санитарно-технические, санитарно-гигиенические и лечебно-профилактические мероприятия. Санитарно-технические мероприятия предполагают оборудование производственных помещений эффективной вентиляцией, изолированием оборудования, предупреждающим газо- и паровыделение, внедрение систем кондиционирования воздуха с использованием автоматической и контрольно-измерительной аппаратуры, сигнализирующей о загрязнении химическими веществами воздушной среды.</p> <p>Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия. Полная герметизация всего технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов</p>

Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса предохранительных мероприятий, планирование работ с учётом охраны животных
--------------	---	---

7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЧС - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

7.3.1 Пожарная безопасность

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации. Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

1. Огнетушитель ОП-4 -1 шт. (на каждую машину)
2. Ведро пожарное -1шт

- | | |
|-----------|----------------------------|
| 3. Топоры | -1 шт |
| 4. Ломы | -2 шт |
| 5. Кошма | - 2мх2м (на каждую машину) |

Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

Причинами пожара в камеральных помещениях являются следующие:

1. Причины электрического характера – короткое замыкание, нагрев оборудования;
2. Открытый огонь – сварочные работы;
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества.

Согласно НПБ 105-03 по взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания - на категории А, Б, В, Г и Д. Помещения камеральные относятся к категории В - пожароопасное, т.е. Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б.

Согласно ПУЭ классом зоны пожароопасности этих помещений является П - 2а, т.е. это зона, расположенная в помещениях, в которых обращаются твёрдые горючие вещества.

7.3.2. Мероприятия по предотвращению пожароопасных ситуаций

Предотвращение короткого замыкания на рабочем месте:

1. измерение сопротивления изоляции $R > 0,5 \text{ МОм}$;
2. защита от механических повреждений;
3. отключающая аппаратура (коммутирующая), предохранители, автоматы.

Для предотвращения нагрева количество подключаемых к источнику потребителей должно соответствовать мощности источника.

Работы по предотвращению открытого огня:

1. все сварочные работы должны производиться на определённом участке (сварочном посту), работа производится по разрешению;
2. весь транспорт снабжен огнетушителями.

Работа по предотвращению накопления статического электричества:

1. все объекты заземляются, где ожидаются заряды статического электричества;

2. увлажнение помещений при влажности > 60% заряды не накапливаются.

На человеке может накапливаться до 50 кВ.

Организация и технические мероприятия в зданиях предполагают инструктирование персонала обслуживающего электрические и другие устройства, использование СИЗ (средств индивидуальной защиты) такие как: диэлектрические перчатки, инструмент и изолированными ручками, указателей напряжения, резиновые коврики, диэлектрические ботинки, изолирующие подставки.

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка.

7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Все виды геофизических работ выполняются в соответствии с «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных газовых скважинах (РД 153-39.0-072-01), Инструкции по соблюдению мер пожарной безопасности при производстве геофизических работ: «Инструкций по охране труда» по видам работ и профессиям и других регламентирующих документов по безопасному ведению работ. Оперативный контроль безопасных условий труда осуществляется на 3 уровнях согласно системе управления охраной труда (СУОТ) на предприятии.

Общие правила для всех работ:

Все вновь поступившие работники проходят вводный инструктаж и рабочие – первичный инструктаж на рабочем месте и повторный не реже 1 раза в полгода; до начала полевых работ инженерно-технические работники и рабочие проходят обучение и проверку знаний по охране труда и безопасным приемам работы в пределах знаний должностных инструкций, оказанию доврачебной помощи в соответствии с требованиями закона «Об охране труда» и трудового законодательства с оформлением протоколом и выдачей удостоверений.

Все работники предприятия проходят обязательный предварительный медицинский осмотр перед приемом на работу и периодические медицинские осмотры.

- а) за 10 дней до выезда на полевые работы со всем составом ИТР и рабочих приемочная комиссия проводит пусковые конференции, оформляемые протоколом (актом готовности) установленной формы. Комиссия определяет степень готовности отряда к проведению работ, обеспеченность снаряжением, средствами защиты, инструментом, связью и др.;
- б) при перевозках людей к месту работы автомобильным и гусеничным транспортом проводится целевой инструктаж, назначаются ответственные за безопасность перевозки, которые записываются в путевом листе водителя со списком выезжающих, утвержденным главным инженером;
- в) база отряда, склад ГСМ обеспечиваются средствами пожаротушения согласно утвержденным нормам и предупредительными плакатами;
- г) в отрядах назначаются общественные инспекторы по охране труда, санитарные инструкторы и ответственные по пожарной безопасности;
- д) весь персонал обеспечивается необходимыми коллективными и индивидуальными средствами защиты, специальной одеждой, специальной обувью и другими СИЗ;
- е) все участки и объекты обеспечиваются «Инструкциями по охране труда», плакатами, предупредительными знаками, медицинскими аптечками.

7.4.1. Геофизические работы. Общие положения

Геофизические работы в действующих скважинах проводят с учетом требований «Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах». М., 1999 г., настоящей «Технической инструкции» и действующих нормативных документов по охране труда на эти виды работ.

Для подключения геофизического оборудования к силовой электрической цепи должна быть установлена розетка с заземляющим контактом в исполнении, пригодном для наружного подключения, рассчитанном на силу тока 25 А и напряжение 380 В. Розетка устанавливается на расстоянии не более 40 м от площадки установки геофизического оборудования.

Перед проведением геофизических работ электрооборудование буровой установки должно быть проверено на соответствие ПУЭ, ПТЭ и ПТБ.

При геофизических исследованиях и работах проведение на скважине других работ, не связанных с ГИС, запрещается. Разрешается совместное проведение работ бригады ремонта скважин и геофизической партии (партий) на одном кусте скважин, если при этом они не создают помехи друг другу.

В темное время суток работы должны проводиться при искусственном освещении, которое соответствует нормам освещенности при геофизических работах: места подготовки скважинных приборов — не менее 75 лк; путь прохождения геофизического кабеля, места переноски приборов, прокладки соединительных проводов, нахождения мерной и приемной емкостей — не менее 40 лк.

Заключение

В процессе выполнения дипломного проекта были изучены геологические материалы по Куакбашской площади Ромашкинского месторождения — геологический разрез площади, тектоника и стратиграфия, водо- и нефтенасыщенность, методика геофизических работ и интерпретации геофизических материалов. Построены схемы сопоставления и корреляции. Был рассмотрен как стандартный комплекс ГИС, так и методы, которые не вошли в этот комплекс. Так же были рассмотрены разные способы интерпретации при помощи комплексирования методов ГГК, АК и НГК. Выбор того или иного метода комплексирования зависит от поставленных задач, от аппаратуры, от условий проведения работ. Методы ЯМК, АК и ГГК-п позволяют решать новые задачи, которые стандартным комплексом сделать невозможно. Это определение типа пористости коллекторов, структуры порового пространства, расчет эффективной пористости, уточнение литологии. Можно так же отметить, что стандартный комплекс пересматривался в 1987 году, рассмотренный для терригенных отложений девона. А на сегодняшний день весь прирост запасов базируется на карбонатных коллекторах. И данный расширенный комплекс облегчает и повышает эффективность изучения сложных карбонатных коллекторов.

Список использованной литературы:

1. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1982
2. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. М., Недра, 1984
3. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1972
4. Итенберг С. С., Геофизические исследования в скважинах. М., Недра, 1987
5. Латышова М.Г., Практическое руководство по интерпретации диаграмм ГИС. М., Недра, 1981
6. Муслимов Р. Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г., «Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения».
7. WWW.NPF-GEOFIZIKA.RU.
8. Андреев А.Ф., Анпенов С.В., Гриднев А.В., Дасаев Я.Х., Дзевань И.П., Зырянов В.Б., Ищенко В.И., Калугина О.П., Кондрашина Н.Г., Кузнецова Л.В., Кузнецов О.Л., Курьянов Ю.А., Стрекозил В.В., «Методические рекомендации по интерпретации материалов широкополосного акустического каротажа (АКН-I)», (ВНИИЯГ), 1980.
9. СП 52 13330. 2011. Естественное и искусственное освещение. М.: Минрегион России, 2011. – 75 с.
10. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6.04.03 г.)
11. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
12. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы, Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
13. ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.
14. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
15. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

16. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН России 01. 10. 1996 г. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 39 с.
17. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах - М.: Недра, 2001.
18. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
19. ОСПОРБ – 99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.

Фондовая литература

33. Абдуллин Р.Н., Аглиуллин М.Я., Отчет «Разработка программно-методического комплекса ГИС для изучения сложнопостроенных коллекторов в башкирско-серпуховских отложениях (залежи 301, 302, 303) Ромашкинского месторождения»
34. Устимов И.В., Ахмадеева А.И., «Сейсморазведочные работы МОГТ 3D на залежах 301-303 Куакбашской площади Ромашкинского месторождения».

Список графических приложений

1. Обзорная карта.
2. Сводный геолого-геофизический разрез.
3. Схема сопоставления по скважине № 3.
4. Структурная карта.
5. Схема корреляции по линии скважин 4-1-3-2-5.

Список рисунков

1. Рис.1.1 Обзорная карта месторождений, стр. 10
2. Рис.2.1. Тектоническая схема района работ, стр. 20
3. Рис.3.1 Схема сопоставления геофизических методов по материалам скважины № 3 Куакбашской площади, стр. 26
4. Рис.4.1. Сигнал ЯМК и его основные параметры, стр. 36
5. Рис.4.2. Модульная аппаратура радиоактивного каротажа МАРК-1, стр.43
6. Рис.4.3 Схема включения модуля ГГК-2, стр. 45
7. Рис.4.4 Теоретические формы аномалий и определение границ пластов по диаграммам акустического зонда. $\Delta L=L_2- L_1$ - расстояние между приемниками (база зонда), стр. 52

8. Рис.4.5. Палетка для определения плотности пород по данным ГГК (аппаратура РГП-2), стр. 55
9. Рис.4.6 Зависимость между плотностью газа δ_r и отношением $\rho \backslash T$ (а) и между газонасыщенностью и плотностью породы, стр. 56
10. Рис. 4.7 Пример результата комплексной интерпретации данных ГГК, НГК, АК в карбонатных отложениях, стр. 60
11. Рис. 4.8. График определения литологии и оценки пористости по данным плотностного ГГК-П и нейтронного гамма-каротажа НГК в скважинах, заполненных водой (по данным фирмы «Шлюмберже»), стр. 61
12. Рис. 5.1. Примеры разделения волн различных типов: а – разделение волн на ФКД, б – разделение волн на ВК , стр. 64
13. Рис. 5.2 Зависимость удельного времени продольных волн Δt_p , стр. 70
14. Рис. 5.3 Основные зависимости удельного времени продольных волн Δt_p от а) от общей пористости $K_{п\text{общ}}$ для известняков с микротрещинами (1), макротрещинами или без них (2), пористости типа выщелачивания (3) и каверности (4); б) от относительного содержания пор типа выщелачивания в известняке; в) от содержания кварца C_k и доломита C_d в твёрдой фазе, стр. 71
15. Рис. 5.4 Пример расчленения пород и корреляции разрезов по двум разведочным скважинам с использованием ФКД: 1-глины, 2-песчаники, 3,4- плотные и глинистые карбонатные породы, стр. 74
16. Рис. 5.5 Палетка для определения пористости пород: 1- доломит, 2- известняк, 3- песчаник, стр. 77