

**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 «Геофизические методы исследования скважин»  
Кафедра геофизики

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА**

<b>ТЕМА РАБОТЫ</b>
<b>ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ НА СРЕДНЕВАСЮГАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 522.578.2.061.4:550.832 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2210	Шмойлов Дмитрий Дмитриевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гаврилов М.Н.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кныш С.К.	доктор 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		

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
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
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
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

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
	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 «Геофизические методы поисков и разведки  
месторождений полезных ископаемых»  
Специализация «Геофизические методы исследования  
скважин» Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта

(дипломного проекта/дипломной работы)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2210	Шмойлову Дмитрию Дмитриевичу

Тема работы:

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ  
ВЫДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ НА СРЕДНЕВАСЮГАНСКОМ  
НЕФТЯНОМ МЕСОРОЖДЕНИИ**

Утверждена приказом директора ИПР (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Материалы преддипломной геофизической практики, пройденной в ООО «ТомскГазпромгеофизика», а также опубликованная литература по теме проекта.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Введение. Географо-экономический очерк района. Геолого-геофизическая изученность. Геологическое строение района (стратиграфия, тектоника). Полезные ископаемые. Физические свойства горных пород и руд и петрофизические комплексы. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет. Выбор участка. Априорная ФГМ объекта и задачи работ. Выбор методов и обоснование геофизического

	комплекса. Методика и техника полевых работ. Камеральные работы.
--	---

<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
---	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
По геологической части	Доцент Кныш С.К.
По экономике	Старший преподаватель Кочеткова О. П.
По социальной ответственности	Ассистент Задорожная Т. Я.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

--	--

Срок сдачи студентом выполненной работы	
---	--

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гаврилов М.Н.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2210	Шмойлов Д.Д.		

## **НЕПУБЛИКУЕМЫЕ ГЛАВЫ**

Исключены:

1 глава «Общие сведения о Средневасюганском месторождении» содержащая 4 страницы с 10 по 14, 1 рисунок. В главе содержатся географо-экономический очерк района и краткая геолого-геофизическая изученность.

2 глава «Геолого-геофизическая характеристика Средневасюганского месторождения» содержащая 16 страниц 14 по 30, 2 рисунка. В главе содержатся литолого-стратиграфический разрез, тектоника и нефтегазоносность Средневасюганского месторождения.

Данные главы исключены по причине коммерческой тайны предприятия ООО «ТомскГазпромгеофизика».

## **Аннотация**

Данный проект посвящен актуальной теме «Геофизические исследования скважин с целью выделения пластов-коллекторов на Среднеvasюганском нефтяном месторождении (Томская область)» и состоит из следующих частей: общей, проектной, специальной, экономической и части, в которой рассмотрены производственная и экологическая безопасность при проведении геофизических работ.

Общая часть содержит сведения о географическом положении, климатических особенностях района, на территории которого расположено месторождение, дана характеристика района и его геологическое строение.

В проектной части производится выбор комплекса геофизических методов и его обоснование. Также рассматривается методика и техника проведения геофизических исследований в скважинах и интерпретация геофизических данных.

Специальная часть посвящена комплексу геофизических исследований в скважинах с целью выявления пород-коллекторов и изучения их фильтрационно-ёмкостных свойств.

Экономическая часть включает главы, которые отражают организационно-экономические вопросы проведения геофизических работ, расчет и обоснование стоимости проекта.

Социальная ответственность включает в себя производственную и экологическую безопасность при проведении геофизических работ, приведены меры безопасности жизнедеятельности при выполнении работ.

Общий объем пояснительной записки – 124 стр.

### **Annotation**

The project entitled "Geophysical exploration of wells to separate reservoirs on Srednevasyuganskogo oil field (Tomsk oblast)" and consists of the following parts: General, design, special, economic and parts, which covers industrial and ecological safety at carrying out of geophysical works.

The General part contains information about the geographical position, climatic features of the area in whose territory the field is located, the characteristic of the area and its geological structure.

The design part is the choice of geophysical methods and its rationale. Also the technique and technology of geophysical researches in wells and interpretation of geophysical data.

The special part is devoted to the complex of geophysical researches in wells to identify reservoir rocks and reservoir.

The economic part includes chapters that reflect the organizational and economic problems of geophysical works, the calculation and justification of project cost. Social responsibility includes production and ecological safety at carrying out of geophysical works cited measure of safety when performing work.

The total volume of the explanatory note – page 124

## **Обозначения и сокращения**

- АК – акустический каротаж
- БК – боковой каротаж
- БКЗ – боковое каротажное зондирование
- ВНК – водонефтяной контакт
- ГВК – газоводяной контакт
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГК – гамма-каротаж
- ГНК – газонефтяной контакт
- ИК – индукционный каротаж
- КС – каротаж сопротивлений
- ЛУ – лицензионный участок
- МБК – микробоковой каротаж
- НГК – нейтронный гамма-каротаж
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ОВК – оптоволоконный кабель
- ПС – метод самопроизвольной поляризации
- ПЭД – погружной электрический двигатель
- УЭС – удельное электрическое сопротивление
- ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства
- ЭВМ – электронно-вычислительная машина

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>11</b>
<b>1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....</b>	<b>11</b>
1.1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ОЧЕРК РАЙОНА.....	12
1.2. КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ.....	13
<b>2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА</b>	
<b>ИССЛЕДОВАНИЯ.....</b>	<b>15</b>
2.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ.....	15
2.2. ТЕКТОНИКА.....	22
2.3. НЕФТЕГАЗОНОСТНОСТЬ.....	25
2.4. ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА.....	28
<b>3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ</b>	
<b>ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....</b>	<b>30</b>
<b>4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....</b>	<b>41</b>
4.1.ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕКТА И ЗАДАЧИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ	
ИССЛЕДОВАНИЙ.....	41
4.2. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБЪЕКТА	
ИССЛЕДОВАНИЯ.....	42
4.3. ВЫБОР МЕТОДОВ И ОБОСНОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО	
КОМПЛЕКСА.....	45
<b>5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....</b>	<b>51</b>
5.1. МЕТОДИКИ И ТЕХНИКА ПОЛЕВЫХ РАБОТ.....	51
5.2.МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	60
5.3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ.....	62
<b>6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ.....</b>	<b>79</b>
6.1. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НЕКОТОРЫХ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ	
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА СРЕДНЕВАСЮГАНСКОМ	
МЕСТОРОЖДЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	100
<b>7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И</b>	
<b>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>105</b>
<b>8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>109</b>
8.1. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	109
8.2. ПОЖАРНАЯ И ВЗЫВНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	125
8.3. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	127
8.4. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧЕРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ.....	130
8.5. ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ.....	132

## ВВЕДЕНИЕ

В связи с многообразием геофизических методов при решении большинства геологических задач возникает проблема выбора наиболее информативных методов и определения последовательности их применения с целью получения максимального эффекта. Такой эффект может быть достигнут лишь при рациональном комплексировании геофизических методов. Под рациональным комплексом понимается геологически и экономически обоснованное сочетание геофизических методов и сопутствующих геологических видов работ с целью эффективного решения геологической задачи. Выбор рационального комплекса достаточно сложен и строго индивидуален, т.е. зависит от конкретной задачи и множества факторов. На практике при проектировании геофизических исследований должен быть учтен весь накопленный опыт работ сходных условиях при широком использовании вероятностно-статистических методов на каждом этапе выбора комплекса: создания физико-геологической модели, комплексной интерпретации полученных материалов, определении рационального набора методов и последовательности их проведения.

Рассматриваемое в настоящей работе месторождение Средневасюганское территориально расположено в Каргасокском районе Томской области в 450 км к северо-западу от областного центра, и в 130 км севернее разрабатываемого Лугинецкого нефтегазового месторождения. В современном структурно-тектоническом плане оно приурочено к Красноярскому локальному поднятию, расположенному в северной части Новотевризского куполовидного поднятия, осложняющего центральную часть Средневасюганского мегавала.

Проведенные ранее работы вскрыли пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Для точного определения границ нефтеносности пласта Ю<sub>1</sub> проектом предусматривается проектирование двух скважин. Геофизические исследования по ним позволят точно определить положение ВНК и ограничить нефтяную залежь.

На основании анализа основных результатов геофизических работ прошлых лет, был выбран участок геофизических работ, оптимальный комплекс геофизических методов исследований скважин, отвечающий всему ряду

поставленных задач. Определена методика и техника геофизических и камеральных работ. Подобраны методы интерпретации данных ГИС. Все работы будут проводится на основании действующего Законодательства РФ

### **3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Для анализа взят разрез скв. 10 , потому что данный разрез для этого месторождения можно считать эталонным (рис. 5), так как он удовлетворяет следующим требованиям:

- типичный (представительный) для данного месторождения и данного рода геологической задачи;
- содержит искомый (исследуемый) геологический объект. В нашем случае – это продуктивный пласт, встречающиеся на месторождении литологические разности;
- хорошо изученный с геологической точки зрения (имеет литологическую колонку, выделены и оценены коллекторы);
- хорошо изученный геофизическими методами (оптимальный для решения конкретной задачи).

Данная скважина взята за эталонную так же потому что в продуктивном пласте присутствует водонефтяной контакт (ВНК).

Определение водонефтяного контакта осуществляется методами сопротивлений (БКЗ, БК, ИК) и методом АК при условии, что зона проникновения не превышает 10 см.

В методе сопротивлений контакт на диаграммах выделяется как граница между пластами высокого и низкого сопротивлений.

По АК контакт выделяется по различию акустических свойств флюидов.

Скважина пробурена на пресном глинистом растворе, удельное сопротивление промывочной жидкости изменяется от 0.7 Омм до 3.6 Омм. По данным интерпретации в коллекторах отмечается повышающее проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт, глубина зоны проникновения для продуктивных и водонасыщенных коллекторов изменяется от 2 до 8 диаметров скважины. Средняя температура для пласта Ю1 принята - 88°C, минерализация пластовых вод - 53 г/л, удельное сопротивление пластовой воды - 0.0569 Омм.

Геофизические исследования в скважинах представлены следующим комплексом:

- стандартный каротаж с ПС;
- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК);

Стандартный каротаж в комплексе с индукционным, радиоактивным, акустическим и другими методами ГИС предназначен для решения следующих основных геологических задач:

- литостратиграфическое расчленение разрезов с возможностью построения детальной литостратиграфической колонки;
- определение однородных и неоднородных по строению и свойствам пород интервалов разреза;
- предварительное выделение проницаемых пластов и покрышек (установление их толщин, строения по однородности);
- предварительное выделение нефтегазонасыщенных пластов и оценка характера насыщения коллекторов;
- предварительное выделение контактов пластовых флюидов (ВНК, ГВК, ГНК) в однородных коллекторах и прогноз фазового состояния углеводородов в пластовых условиях;
- предварительное выделение эффективных нефтегазонасыщенных толщин;
- контроль технического состояния ствола скважины (в открытом стволе и в колонне).

Стандартный электрический каротаж относится к основным исследованиям и проводится во всех поисковых и разведочных скважинах. Стандартный (оптимальный) для изучаемого района набор зондов обеспечивает наилучшее выделение по кривым КС слоев с разным удельным электрическим сопротивлением. Вид и размеры зондов зависят от поставленных задач и выбираются опытным путем. Стандартный набор зондов для изучаемого района

выбирается на основании многолетних опытных данных и, как правило, остается неизменным для большинства видов исследований.

Повторные записи диаграмм стандартного каротажа путем перекрытия ранее исследованных интервалов, а также параллельные записи стандартного каротажа в масштабе 1:200 позволяют эффективно решать задачи по выделению коллекторов и определению характера их насыщения, в том числе коллекторов сложного строения. При этом обязательным требованием является высокое качество диаграмм стандартного каротажа.

### **Метод потенциалов самопроизвольной поляризации**

Скважинные исследования методом ПС служат для расчленения геологических разрезов и корреляции по соседним скважинам отдельных пластов, выявления плохо проницаемых сланцев, глин и хорошо проницаемых песков, пористых известняков, выделения сульфидных, полиметаллических руд, угля, графита, оценки пористости и проницаемости пород

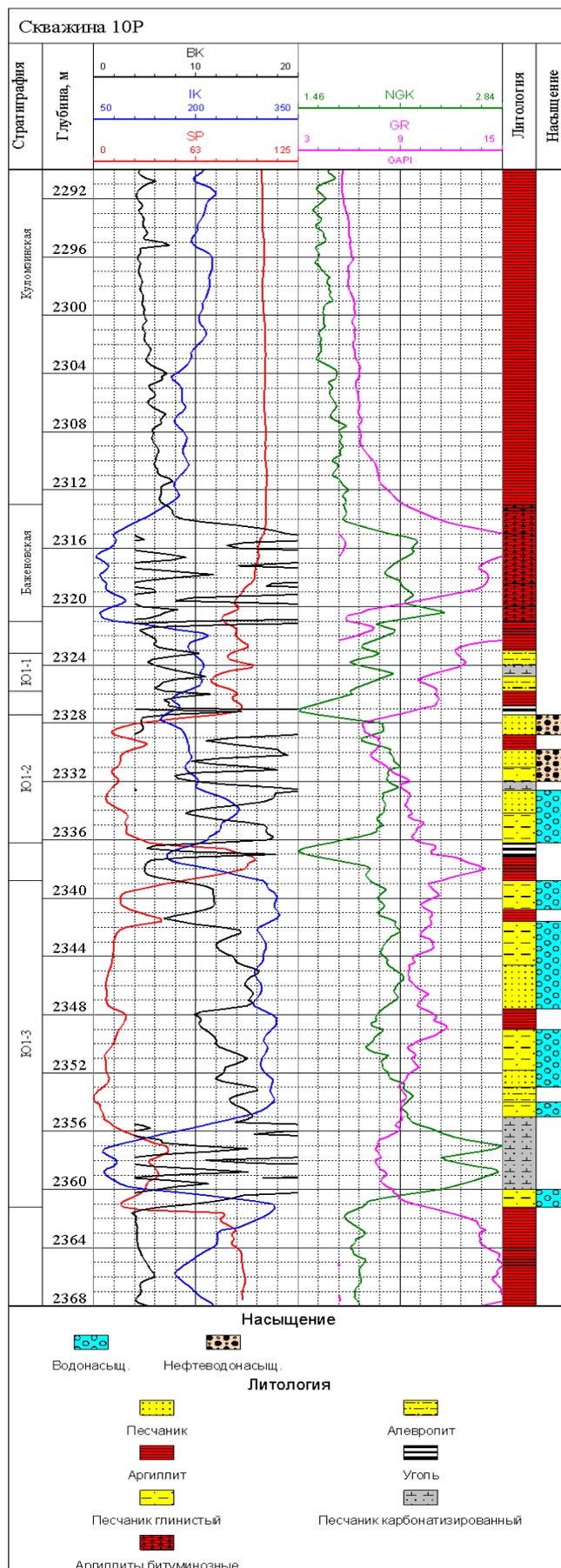


Рисунок 5 - Эталонная скважина Среднеvasюганского месторождения

### **Боковой каротаж**

Боковой каротаж в комплексе с индукционным, радиоактивным, акустическим и другими методами ГИС предназначен для решения следующих основных геологических задач:

- литостратиграфическое расчленение разрезов с возможностью построения детальной литостратиграфической колонки;
- локальная и региональная корреляция литолого-физическим и фильтрационно-емкостным свойствам пород по всему исследованному разрезу с установлением однородных и неоднородных по строению и свойствам пород интервалов разреза;
- предварительное выделение проницаемых пластов и покрышек (установление их толщин, строения по однородности);
- предварительное выделение нефтегазонасыщенных пластов и оценка характера насыщения коллекторов;
- предварительное выделение контактов пластовых флюидов (ВНК, ГВК, ГНК) в однородных коллекторах и прогноз фазового состояния углеводородов в пластовых условиях;
- предварительное выделение эффективных нефтегазонасыщенных толщин;
- контроль технического состояния ствола скважины (в открытом стволе и в колонне).

### **Индукционный каротаж**

Индукционный каротаж относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в интервалах стандартного каротажа, по всему открытому стволу (перекрывая предыдущие замеры ИК по открытому стволу).

С помощью индукционного каротажа проводится расчленение низкоомных разрезов.

## **Радиоактивный каротаж (ГК, НГК).**

Метод измерения естественной радиоактивности горных пород в разрезах относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, перед спуском каждой технической или эксплуатационной колонны, по всему разрезу, включая кондуктор.

Радиоактивный каротаж обеспечивает высокое вертикальное расчленение разреза (выделяются контрастные по естественной радиоактивности прослойки мощностью 0,3-0,4 м), но показания радиоактивного метода зависят от радиоактивности вмещающих пород и от технологии замеров.

Радиоактивный каротаж в комплексе методов общих исследований применяется при решении задач указанных в разделе «Стандартный электрический каротаж» и дополнительно к ним:

- выделение высокордиоактивных пластов-реперов;
- разделение глинистых прослоек по минералогическому составу;
- разделение пород фундамента по составу (от основных до кислых магм), выделение кор выветривания, других контрастных по данным ГК и НГК образований;

- литологическое расчленение различных типов горных пород. Интенсивность гамма-излучения зависит от содержания в породах радиоактивных элементов. Т.к. оно в разных породах различно, по данным ГК и НГК можно судить о характере горных пород.

- определение глинистости горных пород. Определение коэффициента глинистости по данным гамма-метода основано на близкой к прямой зависимости этого коэффициента от естественной гамма-активности песчано-глинистых горных пород;

- привязка к разрезу результатов исследования другими методами каротажа, интервалов перфорации и др. Основана на возможности проводить радиоактивный каротаж в обсаженных скважинах.

## Петрофизическое обеспечение интерпретации данных ГИС

Граничные значения пористости и проницаемости определялись через динамическую пористость:  $K_{п\_дин} = K_{по} * (1 - K_{во} - K_{но})$ . Значение  $K_{но}$  принято равным 30%.

Зависимости имеют следующий вид (рис.4.5):

$$K_{пр} = 1.6162 * EXP(0.5439 * K_{п\_дин}) \quad R^2 = 0.9 \quad (Ю1-2)$$

$$K_{по} = 0.9372 K_{п\_дин} + 12.085 \quad R^2 = 0.73 \quad (Ю1-2)$$

Граничные значения проницаемости и пористости находятся при  $K_{п\_дин} = 0$ .  
 $K_{п\_гр} = 11.7\%$ ,  $K_{пр\_гр} = 1.6$  мД для Ю1-2;

Базовым параметром, характеризующим породу как коллектор, является его проницаемость ( $K_{пр}$ ). Нижнее (предельное или граничное) значение проницаемости зависит от минимально рентабельного дебита нефти или газа. Минимально рентабельный дебит может быть обоснован технико-экономическим расчетами при обосновании коэффициента нефтеизвлечения.

Граничное значение проницаемости ( $K_{пр\_гр}$ ) можно рассчитывать по формуле Дюпюи:

$$K_{прод} = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{K_{пр} h_H}{C \beta \mu n \frac{R}{\tau_c}}$$

где:  $K_{прод}$  – коэффициент продуктивности м<sup>3</sup>/сутАтм;  $Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;  $\Delta P$  – депрессия, Атм;  $\mu$  – плотность нефти, сП;  $h_H$  – нефтенасыщенная толщина, м;  $\beta$  – объемный коэффициент пластовой нефти, в пластовых условиях, Атм С;  $C$  – константа учитывающая различные системы измерения.

$R$  – радиус контура питания, м;  $\tau_c$  – радиус скважины, м.

Отсюда проницаемость:

$$K_{пр} = \frac{C Q \beta \mu n \frac{R}{\tau_c}}{\Delta P h_H}$$

Последняя формула позволяет определить граничное (предельное) значение проницаемости, для чего необходимо знать значения всех параметров, входящих в правую часть формулы. В качестве дебита ( $Q$ ) берется наименьшее

рентабельное (критическое) значение. Как видно значение  $K_{пркр}$  зависит от целого ряда факторов. При расчете  $K_{пр\_гр}$  по формуле Дюпюи в качестве  $h_n$  берется среднее из суммы толщин прослоев коллекторов в интервале объекта испытаний, а в качестве  $R$  - половину расстояния между соседними добывающими скважинами.

Исходя из изложенного выше, для расчетов  $K_{пр\_гр}$  по формуле Дюпюи примем следующие значения параметров:  $Q_k=2 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;  $h_n = 3 \text{ м}$ ;  $\mu = 0,5 \text{ сП}$ ;  $\beta = 1,2 \text{ Атм С}$ ;  $\Delta P = 50 \text{ Атм}$ ;  $R = 250 \text{ м}$ ;  $\tau_c = 0,1 \text{ м}$ ;  $C = 18.4$ .

Отсюда получаем:  $K_{пр} = 1,15 \text{ мД}$ , что хорошо согласуется с полученным граничным значением по динамической пористости.

Оценка предельного значения относительной амплитуды ПС ( $A_{пс}$ ) получено по вариационным рядам распределения относительной амплитуды ПС ( $A_{пс}$ ) для коллекторов и неколлекторов, по наличию или отсутствию положительных приращений на диаграммах микрозондирования. Предельное значение  $A_{пс}$  равно 0,4.

По полученным данным предельные значения пористости и проницаемости принимаются равными 11.7% и 1.6 mD соответственно.

### ***Определение геофизических параметров и технология обработки данных ГИС.***

Для определения удельного электрического сопротивления (УЭС) пластов использовалась компьютерная программа «BIRP» из АРМ-ГИС-ПОДСЧЕТ. В программе задействован комплекс данных индукционного и бокового каротажей.

Для расчета относительной амплитуды ПС ( $A_{пс}$ ) использовано максимальное значение амплитуды ПС против чистого (не заглинизированного) водонасыщенного пласта в данной скважине (пласты Б6, Б7), с учетом градиента изменения ПС с глубиной (3 мВ на 100м), что определено на ряде месторождений Томской области:

$$E_{\max} = E_{\text{опор}} + 3 \cdot (H_{\text{пл}} - H_{\text{опор}}) / 100$$

где:  $H_{\text{пл}}$  - глубина изучаемого пласта;

$H_{\text{опор}}$  - глубина опорного пласта;

$E_{\text{опор}}$  - значение ПС в опорном пласте.

Величина относительной амплитуды ПС определялась по формуле:

$$A_{\text{ПС}} = U_{\text{ПС}} / E_{\text{ПС}}^{\text{макс}},$$

где: -  $U_{\text{ПС}}$  - наблюдаемая ПС.

Определение двойного разностного параметра ГК проводилось с помощью двух опорных пластов:

$$D_{\text{ГК}} = (\text{ГК} - \text{ГК}_{\text{мин}}) / (\text{ГК}_{\text{мах}} - \text{ГК}_{\text{мин}});$$

В качестве минимального значения ( $\text{ГК}_{\text{мин}}$ ) выбирался плотный карбонатизированный песчаник (минимальное значение из всех плотных пропластков). В качестве максимального значения ( $\text{ГК}_{\text{мах}}$ ) выбирался наиболее однородный интервал глин в подошве куломзинской свиты.

### ***Выделение коллекторов.***

Коллекторы в терригенном разрезе выделяют по известным характерным показаниям каротажных кривых (ПС, МКЗ, кавернометрии, ГК, НК, БК), называемых прямыми качественными признаками. Однако качественные признаки не всегда бывают достаточными. На эффективность качественных признаков влияют скважинные условия, а также характер разреза.

Инструкцией ГКЗ предусмотрено применение, наряду с качественными признаками, количественных характеристик коллекторов – нижних пределов коллектора по параметрам  $A_{\text{ПС}}$ , пористости, проницаемости и др.

Предельные значения пористости и проницаемости приняты равными 11.7% и 1.6 mD соответственно, значение  $A_{\text{ПС}}$  – 0.4.

### **Оценка характера насыщения коллекторов**

Наиболее точным способом определения характера насыщения и разделение пластов на нефте- и водонасыщенные является способ, основанный на фазовых проницаемостях.

Поскольку капилляриметрия на образцах Средневасюганского месторождения не проводилась, то использовались критические значения водонасыщенностей, полученные по данным капилляриметрии Катильгинского

месторождения. Пределы коллектора по пористости и максимальное значение пористости Катыльгинского и Средневазюганского месторождений близки:

$$K_{всв}=5318.9/K_{п}^{1.7826}$$

$$K_{в*}=1722.9/K_{п}^{1.3106}$$

$$K_{вкр}=441.58/K_{п}^{0.7385}$$

$$K_{в**}=136.19/K_{п}^{1.2495}$$

Характер насыщения определяется по расположению расчетной водонасыщенности ( $K_v$ ) относительно критических значений:

- $K_{всв} \leq K_v \leq K_{в*}$  - нефть;
- $K_{в*} < K_v \leq K_{в\_кр}$  – нефть + вода;
- $K_v > K_{в\_кр}$  - вода;

где: -  $K_{всв}$  – остаточная, не снижаемая водонасыщенность;

-  $K_{в*}$  - водонасыщенность при обводнении продукции в 1% (начало двухфазного потока);

-  $K_{в\_кр}$  - водонасыщенность при равенстве фазовых проницаемостей по нефти и воде (условный ВНК).

-  $K_{в**}$  - водонасыщенность при обводненности 99% (начало однофазного потока воды, остаточная нефтенасыщенность)

#### **4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

##### **4.1.ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕКТА И ЗАДАЧИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Средневасюганское месторождение характеризуется высокой изученностью буровыми работами и ГИС в отношении пласта Ю1-2, который является относительно однородным и содержит в себе основные запасы нефти.

Основными предпосылками для выбора проектируемого участка работ являются то, что участок находится в пределах оконтуренной продуктивной залежи углеводородов, связанной с продуктивными пластами Ю1-2. Проектом предусматривается проведение ГИС в двух скважинах, которые будут пробурены в западной части Средневасюганского месторождения (рис 4.).

Судя по геологическому разрезу месторождения (рис.4), нефтеносная часть пласта вскрыта скважинами 5 и 8. В следующих к западу и востоку скважинах (6 и 12) нефтеносная часть пласта выклинилась. Для точного определения границ нефтеносности пласта Ю1 будут проектированы две скважины. Геофизические исследования по ним позволят точно определить положение ВНК и ограничить нефтяную залежь. Положение проектных скважин – на рис. 4.

На запроектированных скважинах перед ГИС стоят следующие геологические задачи:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) Определение характера насыщенности коллекторов и местоположений ВНК

Поставленные геологические задачи решаются с помощью следующих геофизических методов: КС, ПС, МКЗ, ИК, ВИКИЗ, ГК, НКТ, кавернометрия.

#### 4.2. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

Нефтеносность месторождения связана с пластом Ю<sub>12</sub> васюганской свиты, который сформировался в пределах шельфовой зоны западного склона Средневасюганского мегавала на аккумулятивном Красноярском поднятии приливно-отливными течениями моря. Эти условия формирования пласта Ю<sub>12</sub> предопределили развитие его мощности от 10 м на западном склоне Красноярского поднятия до 2 м в центральной его части и восточном склоне и, соответственно, его фильтрационно-емкостных свойств, пористости от 28-20 до 18-13%, проницаемости от 40-200\*10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup> до 0,01-8\*10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>. И, естественно, структура поровых каналов песчаного пласта Ю<sub>12</sub>, обеспечила формирование капиллярно-экранированной залежи нефти при миграции.

Для нахождения петрофизических зависимостей были использованы обобщенные алгоритмы для средне васюганского мегавала. (см табл.1)

На основе эталонной скважины, была построена физико-геологическая модель Средневасюганского месторождения. (см рис. 6)

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Представлен мелко-среднезернистыми и мелко-тонкозернистыми кварц-полевошпатовыми песчаниками с примесью алевритовой фракции. Отмечается внутризерновая пористость по полевым шпатам. Состав цемента каолинитовый, содержание до 20%, тип цементации пленочный, поровый, участками базальный.

Разрез был изучен пятью методами:

- Боковой каротаж
- Индукционный каротаж
- Гамма каротаж
- Нейтронный гамма каротаж
- Методом собственных потенциалов

После интерпретации он был расчленен на следующие литологические разности:

- Битуминозные аргиллиты
- Глина
- Песчаник
- Алевролит
- Уголь
- Карбонатизированный песчаник

Приведенные данные литологического строения разреза и соответствующие литологическим единицам геофизические аномалии составляют содержание физико-геологической модели продуктивной части разреза Среднеvasюганского месторождения (рис.б).

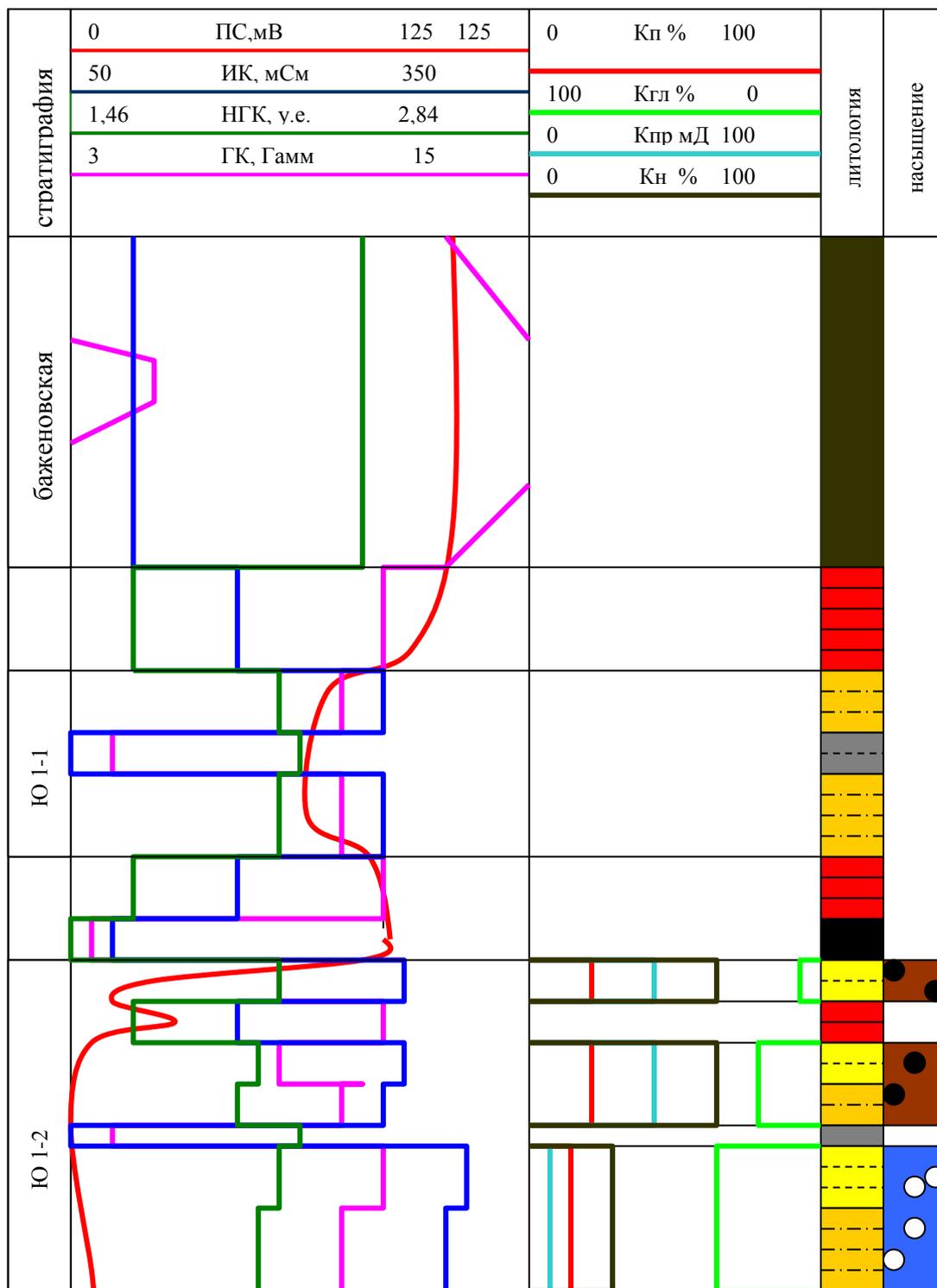
По анализируемому разрезу скважины глины выделяются высокими значениями естественной радиоактивности  $I_\gamma$ , положительными аномалиями ПС и низкими значениями сопротивлений, нейтронного каротажа.

Угли выделяются очень низкими значениями радиоактивности и высокими значениями сопротивлений.

Карбонатизированные песчаники выделяются низкими значениями ГК, ПС и высокими значениями сопротивлений и нейтронного каротажа.

Песчаники выделяются низкими значениями естественной радиоактивности  $I_\gamma$ , отрицательными аномалиями ПС, а в зависимости от их насыщения, низкими значениями сопротивлений если песчаник водонасыщенный, и высокими значениями сопротивлений если песчаник нефтенасыщенный.

Битуминозные аргиллиты характеризуются аномально повышенными значениями естественной радиоактивности и высоким сопротивлением.



**Условные обозначения**

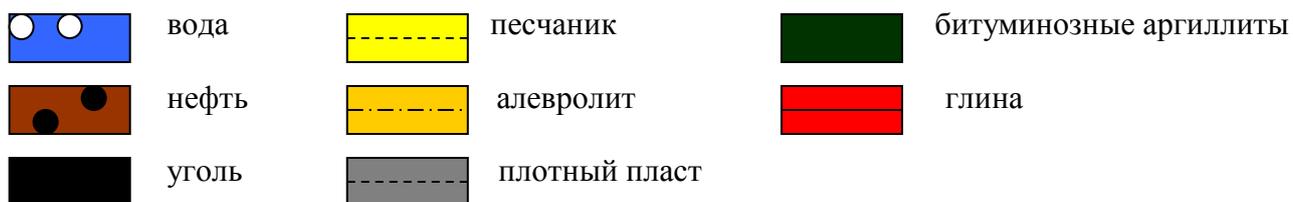


Рисунок 6 - Физико-геологическая модель Средневасюганского месторождения

#### 4.3. ВЫБОР МЕТОДОВ И ОБОСНОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Выбор методов исследования скважин должен проводиться исходя из необходимости решения следующих задач:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) Определение характера насыщенности коллекторов и местоположений ВНК

*Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов будет проводиться с помощью следующих методов:*

Метод ПС. Метод основан на измерении в скважине потенциалов самопроизвольной поляризации. Происхождение естественных потенциалов в скважине обусловлено главным образом диффузионно-адсорбционными, фильтрационными и окислительно-восстановительными процессами, возникающими на границах пластов, различающихся по своим литологическим свойствам (в основном глинистости пород), и на контакте промывочной жидкости в скважине и пластов, поры которых заполнены водой той или иной минерализации. Песчано-глинистый разрез наиболее благоприятен для изучения его по кривой ПС. Пески, песчаники, алевриты и алевролиты легко отличаются по кривой ПС от глин. При  $r_f > r_v$  (прямые ПС) песчано-алевролитовые пласты (которые в основном являются коллекторами) отмечаются минимумами потенциала. С увеличением в песчаном пласте количества глинистого материала, уменьшается отклонение кривой ПС против него.

Метод МКЗ. Заключается в детальном расчленении разреза, выделении в нем проницаемых и непроницаемых прослоев. В качестве зондовой установки служит резиновый “башмак”, на котором установлены три точечных электрода на расстоянии 2.5 см друг от друга. Они образуют два зонда: микроградиентзонд (МГЗ) и микропотенциалзонд (МПЗ). Радиус исследования градиент-микрозонда равен его длине, а потенциал-микрозонда в 2,0 – 2,5 раза больше ее, то их глубинность составляет соответственно 4 и 10 – 12 см. если против

проницаемого пласта образуется глинистая корка (которую можно определить по данным кавернометрии, см. ниже), кажущиеся сопротивления, измеряемые потенциал-микрозондом, значительно выше сопротивлений измеренных одновременно против тех же пластов градиент-микрозондом с заметно меньшим радиусом исследования. Такое превышение сопротивления получило название положительного расхождения (приращения). Оно характерно для проницаемых пластов (коллекторов). Непроницаемые пласты характеризуются отрицательным расхождением кривых. Если отрицательное расхождение превышает 20 %, то по данным одного микрокаротажа нельзя определить, проницаема ли горная порода. Для преодоления затруднений, встречающихся при использовании микрозондов, часто применяют данные ПС. Если отклонение кривой ПС положительно, то пласт можно считать непроницаемым. Микрозонды точно отбивают границы пласта. Если, наоборот, отклонение кривой ПС отрицательное, пласт можно считать проницаемым.

Метод ГК. Основан на измерении естественной радиоактивности горных пород, которая определяется присутствием в них радиоактивных изотопов урана, калия и тория. Максимальной радиоактивностью обладают глины, минимальной - чистые кварцевые песчаники. Полимиктовые песчаники даже при малой глинистости обладают значительной радиоактивностью, поскольку у них часть зерен скелетной фракции представлена калийсодержащими минералами - полевыми шпатами, микроклинами, глауконитом. Радиоактивность песчаников и алевролитов возрастает с увеличением глинистости. Радиоактивность карбонатных пород, как правило, низкая. Низкой радиоактивностью обладает большинство хемогенных пород, за исключением калийных солей, которые обладают повышенной радиоактивностью. Радиоактивность природных солей обычно низкая. Высокую радиоактивность, благодаря содержанию в них урана, имеют природные битумы и битуминозные породы. Особенно важна роль ГМ как метода глинистости при изучении разрезов скважин, заполненных соленым раствором, когда метод ПС малоинформативен.

Кавернометрия. Заключается в измерении среднего диаметра скважины. Изменение диаметра скважины, при прочих равных условиях, зависит от литологии пород, вскрываемых скважиной. Увеличением диаметра характеризуются глины, уменьшением (за счет образования глинистой корки) – породы-коллекторы. Против плотных слабопроницаемых песчаников и карбонатных пород фактический диаметр скважины соответствует его номинальному значению.

Метод БЭЗ. БЭЗ - электрический каротаж с использованием нескольких однотипных не фокусированных зондов Боковое каротажное зондирование применяют для исследований всех типов разрезов с целью определения радиального градиента электрического сопротивления пород и выделения на этой основе пород-коллекторов, в которые происходит проникновение промывочной жидкости, определения удельного электрического сопротивления (УЭС) неизменённой части пластов, зон проникновения и оценки глубины проникновения. Не выполняется в скважинах с промывочной жидкостью на непроводящей основе.

Метод АК. В акустическом методе исследуются скорость распространения и энергия упругих волн, возбуждаемых в скважине и породах. Основными параметрами, используемыми для интерпретации являются интервальное время пробега  $\Delta T_r$  и коэффициент ослабления амплитуды продольной волны  $\alpha_r$ . В терригенном разрезе максимальные значения  $\Delta T_r$  и  $\alpha_r$  соответствуют глинам, минимальные – плотным песчаникам и алевролитам неколлекторам, промежуточные значения соответствуют песчаникам и алевролитам с различной пористостью и глинистостью.

*Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов будет проводиться по следующим методам:*

Метод ПС. Определение глинистости основано на зависимости адсорбционной активности, а, следовательно, и глубины аномалии ПС над коллекторами от содержания в них глинистого материала. Для определения используют эмпирические зависимости относительной амплитуды аномалии  $\alpha_{ПС}$  от

глинистости. Проницаемость определяется из петрофизической зависимости относительной амплитуды аномалии  $\alpha_{ПС}$  от проницаемости, установленной на модели пород для данного месторождения. Определение пористости основано на использовании статистической связи между коэффициентом пористости КП и амплитудой аномалии ПС, установленной путем сопоставления диаграмм ПС с результатами лабораторных исследований кернa.

Метод ГМ. В геологии нефти, газа и угля диаграммы ГМ используют для определения глинистости в терригенных породах. Для определения глинистости используется петрофизическая зависимость двойного разностного параметра ГК от глинистости.

Методы сопротивлений (БК, БЭЗ, ИК, МБК, МКЗ). Применяют для определения КП межзерновых коллекторов и основан на зависимости между коэффициентом пористости и параметром пористости РП. По микрозондам легче определить сопротивление жидкости в порах зоны проникновения, т.е. фильтрата бурового раствора. Определение коэффициента проницаемости производят по известной величине параметра нефтенасыщенности  $R_n$  и коэффициента пористости. Эти определения основываются на наличии корреляционной зависимости между содержанием в пласте связанной воды и величиной коэффициента проницаемости. Также по методу БЭЗ, которым можно Пк определить диаметр зоны проникновения, проницаемость тем выше, чем больше диаметр зоны проникновения.

Метод НГК. Пористость определяется в основном за счет водородосодержания исследуемой среды, т.к. жидкость содержится в основном в порах пород, и определяется по петрофизической зависимости водородосодержания от пористости с учетом поправки за глинистость.

Метод АК. По диаграммам  $\Delta T$  определяют пористость пород в карбонатном и терригенном разрезе. Петрофизической основой определения коэффициента пористости по величине  $\Delta T$  является уравнение среднего времени:

$$\Delta T = \Delta T_{ск}(1 - K_{п}) + \Delta T_{жКп}, \text{ где}$$

$\Delta T_{ск}$ ,  $\Delta T_{ж}$  – интервальное время пробега продольной волны соответственно в минеральном скелете породы и в жидкости, насыщающей поры.

*Оценка характера насыщения будет проводиться по следующим методам:*

Методы сопротивления (БК, БЭЗ, ИК, МБК, МКЗ). Нефтегазовые коллекторы обладают высокими значениями сопротивлений, т.к. нефть или газ в равной степени неэлектропроводные и являются диэлектриками, а их значения сопротивлений приравнивают к сопротивлению полностью промытых пород. Водонасыщенные коллекторы отмечаются низкими значениями сопротивлений, т.к. они обладают высокой проводимостью.

*Определение водонефтяного контакта можно определить по следующим методам:* осуществляется методами сопротивлений (БЭЗ, БК, МБК, ИК), а также методом АК при условии, что зона проникновения не больше 10 см.

В методе сопротивлений контакт на диаграммах выделяется как граница между пластами высокого и низкого сопротивлений, но только в случае если в пласте переход от предельно нефтенасыщенной к водонасыщенной части коллектора достаточно резкий.

По АК контакт выделяется по различию акустических свойств флюидов [7].

Все вышеперечисленные методы и примеры решаемых ими задач наглядно показаны на 15 скважине изучаемого месторождения (рис. 7).

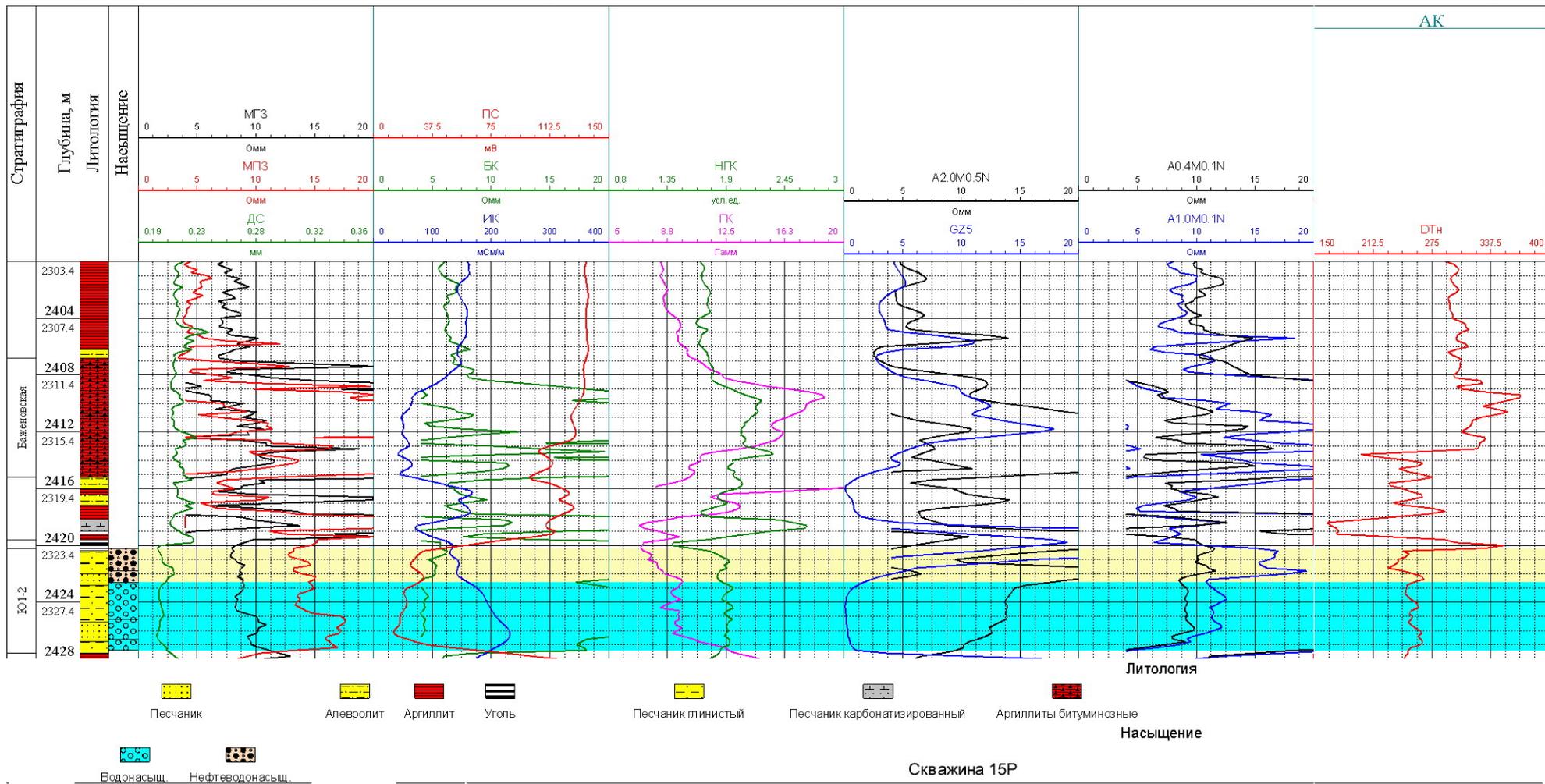


Рисунок 7 - Литолого – стратиграфический (с данными ГИС) разрез 15 скважины Среднеvasюганского месторождения.

## 5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

### 5.1. МЕТОДИКИ И ТЕХНИКА ПОЛЕВЫХ РАБОТ

Геофизическая лаборатория «Кедр – 02» представляет собой компьютеризованную каротажную лабораторию, предназначенную для проведения комплекса геофизических исследований в процессе поисково-разведочного, эксплуатационного бурения на нефть и газ, контроля за разработкой месторождений. Лаборатории разработаны и изготовлены ЗАО «ГЕОФИЗМАШ», г. Саратов.

В эксплуатации находятся две модификации лабораторий:

- «Кедр–02» – базовый вариант (все виды ГИС);
- «Кедр–02/1.5В» - вариант с «холодным» резервированием основных блоков, усиленной герметизацией и виброустойчивостью( вертолетный вариант).

Лаборатория обеспечивает прием и обработку информационных (аналоговых и цифровых) сигналов, поступающих по одножильному или трехжильному геофизическому кабелю от скважинной аппаратуры без наземных панелей, а также от датчика глубины импульсного типа и датчиков магнитных меток глубины.

Аппаратура лаборатории выполнена в блочном исполнении, где каждый блок представляет собой функционально законченное устройство.

В базовую конфигурацию лаборатории входят (рис.8):

- *блок геофизический;*
- *универсальный источник питания;*
- *блок коммутации;*
- *плоттер;*
- *источник бесперебойного питания;*
- *выносная панель визуализации спускоподъемных операций для машиниста каротажного подъемника;*
- *компьютер.*

*Блок геофизический (БГФ)* обеспечивает непрерывный автоматический сбор телеметрической информации скважинного прибора и ее декодирование. БГФ также выполняет измерение глубины и ее коррекцию по магнитным меткам с учетом коррекции ролика, вычисляет скорость движения скважинного прибора, а также регистрирует натяжения кабеля. Кроме этого, в БГФ находится источник управляющих напряжений (ИУН), представляющий собой источник постоянного тока с диапазоном выходного напряжения  $\pm 250$  В и тока  $\pm 511$  мА. Команды оператора на другие блоки транслируются также через БГФ по последовательному межблочному каналу обмена[37].

*Универсальный источник питания (УИП)* обеспечивает формирование стабилизированного постоянного, переменного (синусоидальной или прямоугольной формы) напряжения или тока, или смесь (переменный ток со сдвигом на постоянную составляющую).

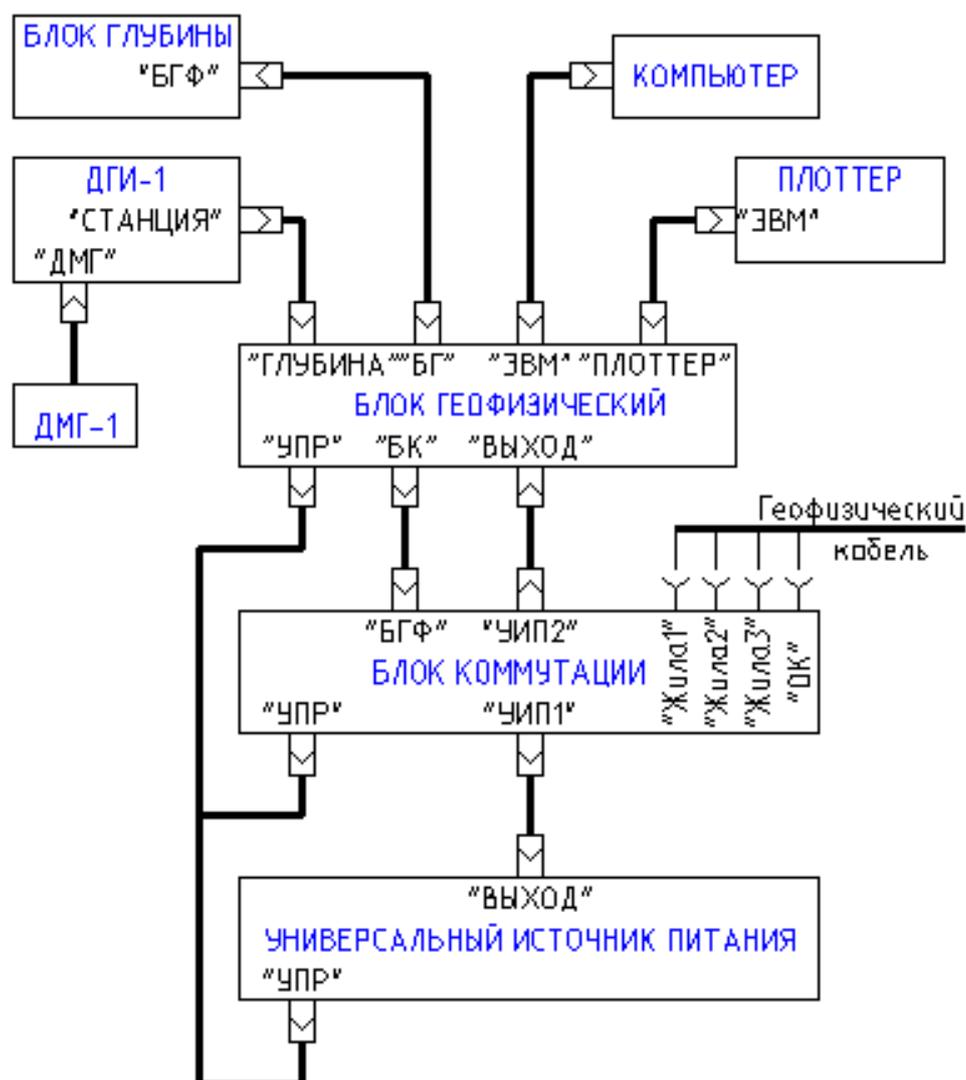


Рисунок 8 - Блок -схема геофизической станции «Кедр – 02»

*Блок коммутации* осуществляет необходимые коммутации между тремя жилами кабеля, двумя источниками питания и входами АЦП блока геофизического, а также формирует кодовые импульсы, необходимые для управления некоторыми скважинными приборами.

*Плоттер* представляет в виде каротажных диаграмм результаты измерений и обработки информации.

Связь компьютера с аппаратной стойкой осуществляется по стандартному сетевому протоколу Ethernet, что обеспечивает высокую скорость обмена данными. Собранная информация хранится на жестком диске.

Управление процессами исследований, обработка информации и оперативная визуализация осуществляется при помощи установленного на

компьютере программного обеспечения с многозадачным диалоговым режимом под управлением операционной системы Windows.

Программное обеспечение поддерживает: цифровую регистрацию параметров с одновременной визуализацией; визуализацию и обработку сохраненной ранее информации; хранение первичных данных в собственном формате, недоступном для редактирования оператором стандартными средствами операционной системы; обмен информацией в форматах LAS, LIS, PLIS на магнитооптических дисках или через стандартные каналы обмена; выдачу протокола работы на скважине с регистрацией времени и технологических параметров.

Лаборатория в базовой конфигурации обеспечивает проведение ГИС методами радиоактивного, электрического, индукционного, акустического, электромагнитного и других видов исследований со следующим рядом скважинных приборов (*рис. 9*):

- электрического каротажа – К1А-723М, КЗ-721,ЭК-1, Э-1, Э-2, МКГ, МК-УЦ, СКПД-3, СКП-1;
- ИК и ВИКИЗ – АИК-М, АИК-5М, ИК-КАС, Э-3М;
- радиоактивного каротажа – СРК-73, СГДТ-НВ, РКС-3М, РК-5-76, ЦМ 8-10, ЦМ 8-12, СГП-2, СП-62, АИНК-43 и др;
- акустического каротажа – АКВ-1, СПАК-6, USBA, АКЦ-4, АКШ-42, “Кедр-42АКЦ”, САТ;
- инклинометрии – ИОН-1, ИМММ-73, ИГН-73.

#### ***Прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М***

Прибор К1А-723-М (*рис. 9.а*) предназначен для проведения геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах. Прибор обеспечивает возможность за один проход по интервалу исследований выполнить измерения комплексом зондов БКЗ, зондом КС, зондом трехэлектродного БК, зондом ИК, резистивиметром, ПС.

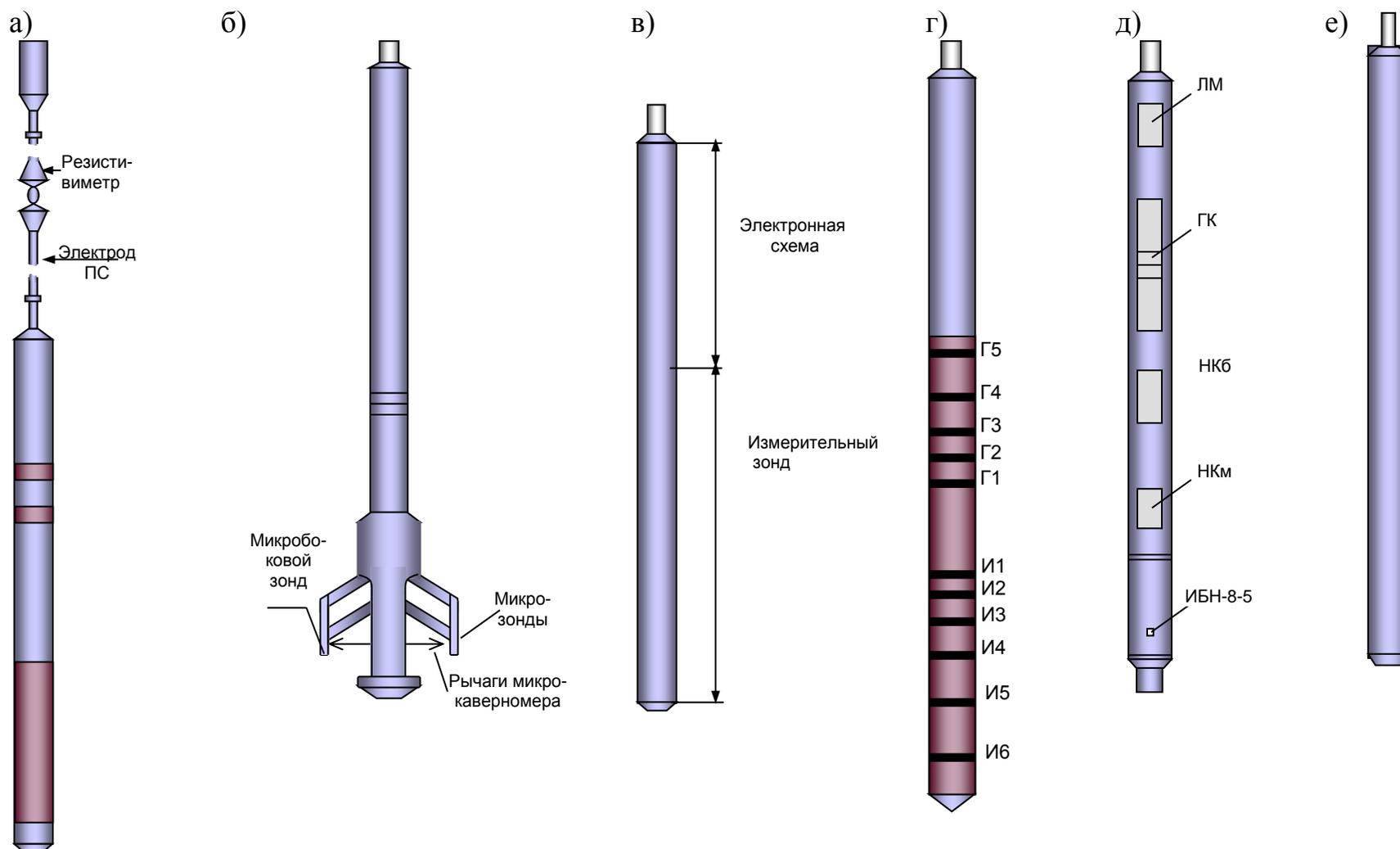


Рисунок 9 - Приборы геофизических исследований скважин

а- прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М; б - прибор комплексного микрокаротажа КЗА-723; в – прибор индукционного каротажа АИК-5; г - аппаратура ВИКИЗ, Г1...Г5 - генераторные катушки, И1...И6 - Измерительные катушки; д - прибор радиоактивного каротажа РК5-76;; е - инклинометр омский непрерывный ИОН – 1

Применяется для исследования необсаженных скважин, заполненных промывочной жидкостью на водной основе. Отличается малым диаметром, что позволяет его использовать при проведении исследований через буровой инструмент, обладает высокой производительностью и надежностью, удобен в эксплуатации. Технические характеристики прибора приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Технические характеристики прибора К1А-723-М

Наименование характеристики	Значение, ед. измерения
1 Масса (коса)	50 (45) кг
2 Длина	3290 мм
3 Рабочая температура	до 120 °С
4 Давление	до 100 МПа
5 Диаметр	75 мм
6 Длина зонда	17 м
7 Скорость регистрации	2000 м/час

### ***Прибор комплексного микрокаротажа КЗА-723***

Прибор микрокаротажа комплексный КЗА-723 (рис. 9.б) предназначен для измерения электрического сопротивления пород зондами МК, БМК и диаметра скважины. Применяется для проведения промыслово-геофизических исследований нефтяных и газовых скважин, заполненных промывочной жидкостью на водной основе, с целью выделения коллекторов, и определения их водо- и нефтенасыщенности. Технические характеристики прибора приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. – Технические характеристики прибора КЗА-723

Наименование характеристики	Значение, ед. измерения
1 Масса (коса)	52 кг
2 Длина	2600 мм
3 Рабочая температура	до 120 °С
4 Давление	до 80 МПа
5 Диаметр	110 мм
6 Диапазон измерения БМК	0,1-2000 Ом·м
7 Диапазон измерения диаметра скважины	110-400 мм
8 Скорость регистрации	1000 м/час

### ***Прибор индукционного каротажа АИК-5***

Аппаратура индукционного каротажа АИК-5 (рис. 9.в) предназначена для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин методом электромагнитного каротажа, с одновременной регистрацией активной и реактивной составляющих сигнала. Диаметр исследуемых скважин от 145 мм до 400 мм. Технические характеристики прибора приведены в *таблице 3.4.*

Таблица 3.4. – Технические характеристики прибора АИК-5

Наименование характеристики	Значение, ед. измерения
1 Масса (коса)	40 кг
2 Длина	3500 мм
3 Зонд	7И1.6
4 Рабочая температура	до 150 °С
5 Давление	до 150 МПа
6 Диаметр	80 мм
7 Активная составляющая	6-1000 мСм/м
8 Реактивная составляющая	60-2000 мСм/м
9 Точка записи	134 см
10 Скорость регистрации	2000 м/час

**Прибор Высокочастотного Индукционного Каротажного  
Изопараметрического Зондирования (ВИКИЗ)**

Аппаратура ВИКИЗ (рис. 9.2) обеспечивает измерения кажущегося удельного сопротивления с помощью 5 электромагнитных зондов и потенциала самопроизвольной поляризации ПС. Технические характеристики прибора приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5. – Технические характеристики прибора ВИКИЗ

Наименование характеристики	Значение, ед. измерения
1 Масса (коса)	50 кг
2 Длина	4000 мм
3 Рабочая температура	до 90 °С
4 Давление	до 50 МПа
5 Диаметр	73 мм
6 Диапазон измерения	1,6-200 Ом·м
7 Скорость регистрации	2000 м/ч

**Прибор радиоактивного каротажа РК5-76**

Прибор радиоактивного каротажа РК5-76 (рис. 9.д) предназначен для промыслово-геофизических исследований в необсаженных скважинах диаметром 150...300 мм, в обсаженных скважинах, оборудованных обсадными трубами диаметром 141...245 мм, а также для работ через буровой инструмент с проходным диаметром не менее 90 мм, посредством одновременной регистрации четырех параметров. Прием информации осуществляется через одножильный кабель в цифровом коде.

Аппаратура включает в себя:

- *канал НКТ*: большой зонд длиной 530 мм и малый зонд длиной 280 мм с применением счетчиков нейтронов СНМ-67 и СНМ-56;
- *канал ГК*: два детектора NaJ(Tl) 40x80;
- *канал МЛМ*: использованы самариевые магниты.

Прибор необходим для измерения объемного влагосодержания горных пород, естественной гамма-активности горных пород, а также определения положения муфтовых соединений обсадных труб, интервалов перфорации и их привязка по глубине. Технические характеристики прибора приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Технические характеристики прибора РК5-76

Наименование характеристики	Значение, ед. измерения
1 Масса (коса)	45 кг
2 Длина	2627 мм
3 Рабочая температура	до 120 °С
4 Давление	до 45 МПа
5 Диаметр	76 мм
6 Скорость регистрации	от 400 до 600 м/ч

### ***Инклинометр омский непрерывный ИОН – 1***

Инклинометр омский непрерывный ИОН-1 (*рис.9.е*) является компьютеризованным комплектом аппаратуры, состоящим из скважинного прибора, наземной панели сопряжения и ПЭВМ. Он предназначен для непрерывного измерения азимутального и зенитного углов в функции глубины необсаженных скважин с сохранением и выводом результатов на дисплей.

Высокая надежность в эксплуатации обеспечена отсутствием подвижных частей в составе скважинного прибора. В качестве датчика азимута используется три жестко закрепленных феррозонда, датчик зенита емкостно-жидкостного типа. Используется одножильный или трехжильный геофизический кабель. Технические характеристики прибора приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Технические характеристики прибора ИОН-1

Наименование характеристики	Значение, ед. измерения
1 Масса (коса)	24 (36) кг
2 Длина	2720 мм
3 Рабочая температура	до 120 <sup>0</sup> С
4 Давление	до 80 МПа
5 Диаметр	73 мм
6 Азимут	0 –360 <sup>0</sup> С
7 Угол поворота	0 –360 <sup>0</sup> С
8 Зенитный угол скважины	0 –180 <sup>0</sup> С
9 Скорость регистрации	600 час

## 5.2.МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.

### **Метрологическое обеспечение аппаратуры ИК, БК, БКЗ, ПС и резистивиметрии.**

Метрологическое обеспечение аппаратуры индукционного каротажа *КИА-723М* (индукционный зонд), производится с применением специальных эталонировочных тестов – колец, обеспечивающих несколько фиксированных значения проводимости окружающей среды, имитирующих проводимость горных пород.

Метрологическое обеспечение аппаратуры высокочастотного изопараметрического индукционного каротажного зондирования ВИКИЗ осуществляется с применением специального набора тестирующих колец, по методике разработанной фирмой-изготовителем скважинной аппаратуры.

### **Метрологическое обеспечение аппаратуры акустического каротажа.**

Метрологическое обеспечение аппаратуры акустического каротажа *АКВ-1*, производится с применением специально изготовленных емкостей имитирующих стальную и асбоцементную колонну, с фиксированным временем пробега ультразвуковых волн и затуханием акустического сигнала.

### **Метрологическое обеспечение инклинометрии.**

Метрологическая поверка и градуировка инклинометра *ИОН-1*, производится поверочной установкой УПИ-1.

Установка позволяет воспроизводить пространственное положение скважинных приборов по зенитному углу, азимуту и углу положения корпуса прибора относительно апсидальной плоскости. Основными достоинствами установки являются пониженные требования к однородности магнитного поля Земли в месте ее расположения. Это достигается за счет конструктивных особенностей установки, обеспечивающих расположение датчика азимута инклинометра в одном месте при любых положениях скважинного прибора.

Установка обеспечивает:

- воспроизведение зенитных углов в диапазоне от  $0^{\circ}$  до  $120^{\circ}$ , с основной погрешностью 8 мин.
- воспроизведение азимута в диапазоне от  $0^{\circ}$  до  $360^{\circ}$ , с основной погрешностью 25 мин.
- воспроизведение угла ориентации корпуса скважинного прибора в диапазоне от  $0^{\circ}$  до  $360^{\circ}$  с основной погрешностью 30 мин.

Для размещения поверочных установок построено специальное здание из дерева на немагнитном фундаменте, все системы жизнеобеспечения также изготовлены из немагнитных материалов, все это обеспечивает высокую точность проведения поверки по магнитному полю Земли.

### **Метрологическое обеспечение разметки геофизического кабеля.**

Осуществляется с помощью метрологической установки разметки кабеля УРС-10-10, позволяющей наносить магнитные метки глубины на броню геофизического кабеля на строго определенной мерной базе, с регулируемой величиной натяжения кабеля в процессе его промера. Установка автоматизирована и позволяет оперативно промерить геофизический кабель.

Промер кабеля проводится с заданной периодичностью, исключающей ошибки в глубине связанные с вытяжкой кабеля.

При проведении ГИС на “обособленных” разведочных скважинах для разметки кабеля применяются мобильные установки ЛОТ-7М производства ЗАО “ГК Дельта-ЛОТ”.

#### **Метрологическое обеспечение аппаратуры радиоактивного каротажа.**

– Базовая поверочная установка УПГК-1 предназначена для поверки и калибровки измерительных каналов аппаратуры естественного гамма-каротажа. Канал ГК скважинного прибора радиоактивного каротажа - АРК5-76, калибруется с помощью эталонного источника гамма-излучения.

– Поверочная установка ИПП-1, 2, 3, предназначена для поверки и калибровки измерительных каналов аппаратуры нейтронного каротажа в единицах эквивалентной пористости горных пород.

### **5.3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ**

Интерпретация данных ГИС предусматривает решение основных геологических задач, таких как литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов и решение других задач исследования. Интерпретация будет проводиться с использованием петрофизических зависимостей Средневазюганского месторождения (Таблица 2).

*Интерпретация методов электрического сопротивления.* Удельное электрическое сопротивление (УЭС) горных пород зависит от удельного сопротивления, структуры и объемного соотношения отдельных фаз породы, от явлений на границе раздела фаз, от температуры и давления.

УЭС пластовых вод  $\rho_v$  определяется их минерализацией, химическим составом, температурой и другими факторами. Этот параметр можно оценить путем непосредственного измерения в лабораторных условиях с внесением поправки за температуру, и используя метод ПС.

УЭС фильтрата промывочной жидкости  $\rho_{\Phi}$  оценивается по сопротивлению ПЖ  $\rho_{\Pi}$  с учетом температуры. Для утяжеленных растворов вносят поправки.

УЭС углеводородной фазы значительно превосходит удельное сопротивление поровых растворов, поэтому электропроводность первых можно условно считать практически равной нулю.

УЭС чистых неглинистых пород  $\rho_{ВП}$  при 100%-ном заполнении пор УЭС  $\rho_{В}$  определяется соотношением  $\rho_{ВП} = P_{\Pi} \rho_{В}$ , где  $P_{\Pi}$  – параметр пористости, связанный с коэффициентом пористости породы  $k_{\Pi}$  и зависящий от ее литологического состава.

*Интерпретация диаграмм БКЗ.* БКЗ заключается в исследовании разрезов скважин комплектом однотипных зондов КС разной длины с целью определения УЭС неизменной части пласта и параметров промежуточной зоны – ее диаметра и УЭС. Принцип интерпретации результатов БКЗ состоит в построении фактической кривой БКЗ и сопоставлении ее с теоретическими кривыми, полученными для определенных параметров среды. В случае совпадения кривых параметры среды теоретической кривой присваивается исследуемому пласту. Для построения фактической кривой БКЗ необходимо выделить наиболее однородные пласты, для которых возможна количественная интерпретация. Толщину пластов определяют обычным способом по кривым КС с использованием малого зонда. Уточнение положения границ пластов можно также проводить по диаграммам микрозондов и других методов каротажа.

*Интерпретация диаграмм БК.* Процесс обработки диаграмм БК проводится поэтапно:

а) проверка качества диаграмм. Заключается, прежде всего, в проверке записи нулевых и градуировочных сигналов, контрольных повторных замеров и перекрытий.

б) выделение объектов интерпретации. Особенности форм кривых сопротивления описаны в соответствующих руководствах [8].

в) снятие характерных значений  $\rho_K$ . Проводят способами, зависящими от строения пласта. Если пласт однородный по  $\rho$ , то против пласта отсчитывают средневзвешенное по толщине кажущееся сопротивление  $\rho_{K.CP.}$ . Если пласт считается неоднородным, то против пласта отсчитывают продольное кажущееся сопротивление  $\rho_{K.t.}$ . Принцип определения истинного удельного сопротивления основан на изучении характера распределения электрического поля экранированного зонда БК.

г) введение поправки за влияние эксцентриситета зонда в скважине. Ее вводят в показания экранированных зондов с малым радиусом исследования. Показания зондов БК со средним и большим радиусом исследования не зависят от положения прибора в скважине.

д) введение поправки за ограниченную толщину пласта.

е) введение поправки за толщину пласта.

ж) введение поправки за влияние скважины.

з) введение поправки за влияние зоны проникновения фильтрата ПЖ.

*Интерпретация диаграмм микрозондов.* Диаграммы микрозондов используют в основном для целей качественной интерпретации. Однако существует и принципиальная возможность количественного определения УЭС. Плотные непроницаемые породы характеризуются общим высоким уровнем и изрезанностью кривой  $\rho_K$ , связанной с шероховатостью стенок скважины и неравномерностью прижатия электродов к породе.

В пластах, образующих каверны, получаемое микрозондами  $\rho_K$  близко к сопротивлению ПЖ.

*Интерпретация диаграмм индукционных зондов.* Метод служит для определения удельной электрической проводимости пород и основан на изучении вторичного электромагнитного поля, возникновение которого обусловлено вихревыми токами, индуцированными в породах с помощью искусственного электромагнитного поля.

Важным свойством индукционных зондов являются радиальные и вертикальные характеристики, показывающие изменение геометрических

факторов участков среды по мере удаления их от зонда. Радиальные характеристики определяют радиус исследования зонда и степень влияния на его показания скважины, зоны проникновения и неизменённой части пласта. Вертикальная характеристика зонда даёт представление о степени влияния на его показания вмещающих пород.

Обработка и интерпретация диаграмм включает в себя следующие основные этапы:

а) проверка качества материалов. Качество диаграмм предварительно оценивают в соответствии с требованиями технических инструкций. Расхождения между данными БКЗ и величинами сопротивления, определёнными по ИМ с внесением поправки за скважину и скин-эффект, не должны быть более  $\pm 10\%$  для всех опорных пластов;

б) выделение объектов интерпретации и снятие значений кажущейся электрической проводимости. Базируется на анализе кривых кажущейся удельной проводимости  $\sigma_k$ , полученных для изучаемой среды разного строения.

Для пласта ограниченной толщины, залегающего в породах, имеющих одинаковое сопротивление снизу и сверху пласта, кривые  $\sigma_k$  имеют симметричную форму относительно середины пласта. При толщине пласта более 2 метров его границы проводят по точкам, соответствующим середине аномалии  $\sigma_k$ ;

в) учет влияния скважин. Проводят при помощи палеточной зависимости геометрического фактора скважины  $G_C$  от её диаметра  $d_C$  ;

г) учёт влияния скин-эффекта. Позволяет перейти от снятого с диаграммы значения  $\sigma_k$  к значению  $\rho_k$  для того же пласта. Поправку за скин-эффект вводят после введения поправки за влияние скважин;

д) учёт влияния ограниченной толщины пласта. Необходим для приведения показаний индукционного метода к условиям пласта неограниченной толщины;

е) учёт влияния зоны проникновения. Осуществляется по специальным палеткам, представляющим собой семейство кривых зависимостей  $\rho_K$  от  $\rho_P$  или  $\sigma_K$  от  $\sigma_P$ .

### ***Интерпретация метода ПС***

Потенциалы самопроизвольной поляризации, регистрируемые при исследовании газовых скважин, обусловлены естественными электрическими полями, которые возникают в результате электрохимических процессов, протекающих на границе между скважиной и породами, а так же пластами различной литологии в разрезе скважины. Среди электрохимических процессов, формирующих потенциалы ПС в скважине, основную роль играют диффузия солей и течение жидкости, в результате которых возникают потенциалы (э.д.с.) диффузионного или фильтрационного происхождения.

Диаграмма ПС не имеет нулевой линии. Горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой ПС показывают числом милливольт приходящихся на отрезок 2 см. Ввиду отсутствия на диаграмме ПС нулевой линии в качестве условной нулевой линии, от которой отсчитывают отклонение кривой ПС, используют линию глин. Подавляющая часть осадочных пород в терригенном, карбонатном, вулканогенном, гидрохимическом разрезах и различных их сочетаниях отмечается отклонением кривой ПС влево от линии глин. Границы пластов на кривой ПС соответствуют точкам перегиба зарегистрированной кривой ПС.

Для геологической интерпретации диаграмм ПС используют либо график скачка потенциала  $E_S$  или значения  $E_S$  в отдельных пластах, либо относительные значения  $\alpha_{ПС} = E_S / E_{S,max}$ , где  $E_{S,max}$  – максимальное значение  $E_S$  в изучаемом участке разреза.

При интерпретации диаграмм СП решают следующие задачи:

1) определение  $\rho_B$  при температуре пласта и расчет минерализации пластовой воды  $C_B$ , соответствующей  $\rho_B$ . для определения  $\rho_B$  обычно используют аномалию ПС в пласте чистого песчаника или известняка, залегающего в плотных высокодисперсных глинах.

2) выделение коллекторов в терригенном разрезе, определение глинистости пород.

### ***Интерпретация радиоактивных методов***

*Интерпретация ГК.* Гамма-метод позволяет судить о радиоактивности горных пород и используется для расчленения геологического разреза, оценки глинистости, выделения и оценки радиоактивности пород. Скважинный прибор ГК содержит детектор и электронную схему для регистрации числа импульсов за единицу времени. Показания прибора зависят от содержания U, Th, K в породе и среде, заполняющей скважину, от толщины и материала корпуса прибора, спектральной чувствительности детектора.

Важнейшие особенности кривой интенсивности гамма-излучения  $I_\gamma$  : аномалия симметрична, при  $h > 1\text{ м}$   $I_\gamma$  в середине пласта практически равна показаниям  $I_\gamma^\infty$  при  $h = \infty$ . Влияние скважины на результаты ГК обусловлено поглощением излучения пласта скважины и вкладом в  $I_\gamma$  квантов, возникающих в скважине. Это влияние определяется коэффициентом линейного поглощения раствора  $\mu_r$ , его плотность  $\delta_r$  и удельной активности. Кроме поправки за скважину в измеренные значения вводят поправку за глинистую корку и исключают фон прибора. Геологической интерпретацией результатов ГК в данном случае будет являться литологическое расчленение пластов.

*Интерпретация данных НКТ.* При интерпретации данных НКТ выделение пластов, отсчет показаний и их исправление за влияние интегрирующей ячейки (поправка за  $\nu_{тЯ}$ ) проводят так же, как и при ГК. Затем вычитают естественный фон, определяют кажущуюся пористость пласта по палеткам зависимости  $I/I_B$  от  $k_{П}$  для чистого водоносного известняка и соответствующего диаметра скважины, учитывают нестандартность скважинных условий (учитывается влияние ПЖ которое складывается из различных параметров: водородного индекса раствора  $\omega_r$ , его плотности  $\delta_r$ , излучающей способности  $\nu_r$  и сечения поглощения тепловых нейтронов  $\Sigma_{З,Р}$ ,

зависящего в основном то содержания хлора и железа, влияние промежуточного слоя - глинистая корка или отход прибора от стенки), учитывают особенности пласта (вводится поправка за основной минеральный состав скелета, за глинистость, за примеси элементов с высоким сечением поглощения нейтронов, за влияние остаточного газонасыщения в зоне проникновения, за температуру и давление в пласте и скважине).

Количественное определение коэффициентов газонасыщенности по данным стационарного НМ основано на использовании уравнения

$$k_{Г} = (k_{П} - k_{П,К} + k_{ГЛ} \omega_{ГЛ} + \Delta\omega_{ПЛ}) / [k_{П}(1 - \omega_{Г})]. \quad (II.1)$$

Поскольку  $\Delta\omega_{ПЛ}$  зависит от  $k_{Г}$  и эта зависимость пока не аппроксимирована соответствующими формулами,  $k_{Г}$  находят методом последовательных приближений. Сначала определяют первое приближение  $k_{Г}$  полагая  $\Delta\omega = 0$ ; далее вычисляют приближенные значения по формуле (1) и находят первое приближение  $\Delta\omega_{ПЛ}$  и второе приближение  $k_{Г}$ . Подобный процесс продолжают до получения устойчивых значений  $k_{Г}$ .

Погрешность определения  $k_{П}$  по стационарным нейтронным методам в разных условиях составляет примерно 1,5 - 3,5 %.

*Интерпретация данных ГГП каротажа. ГГП используют для определения плотности горных пород  $\delta$ , регистрируя относительно жесткое гамма-излучение (более 0,15 МэВ). Основное назначение ГГП в нефтяных и газовых скважинах – определение  $k_{П}$ . Если плотность твердой фазы  $\delta_{ТВ}$  и заполнителя пор  $\delta_{Ж}$  не зависит от  $k_{П}$ , то  $k_{П} = (\delta_{СК} - \delta) / (\delta_{ТВ} - \delta_{Ж})$ .*

Если твердая фаза двухкомпонентная (скелет + примесь), то  $k_{П} = (\delta_{СК} - \delta) / (\delta_{СК} - \delta_{Ж}) + (\delta_{ПРИМ} - \delta_{СК}) k_{ПРИМ} / (\delta_{СК} - \delta_{Ж})$ , где  $k_{ПРИМ}$  – доля примеси (глинизация, нерастворимый остаток, доломитизация и т.п.) в объеме породы;  $\delta_{СК}$  и  $\delta_{ПРИМ}$  – плотность скелета и примеси.

В газоносных пластах следует учитывать остаточную газонасыщенность  $k_{Г.О.}$  зоны проникновения и вместо  $\delta_{Ж}$  использовать  $\delta'_{Ж} = \delta_{Ж} - k_{Г.О.} (\delta_{Ж} - \delta_{Г})$ , где  $\delta_{Г}$  – плотность газа.

### **Интерпретация акустических методов**

*Стандартный акустический метод.*

*Определение коэффициента пористости.* Основа метода определения коэффициента пористости пород - наличие тесной взаимосвязи между величинами  $V_p$  (или  $\Delta\tau$ ) и  $k_p$ . В однородной и изотропной идеально упругой среде скорость распространения упругих волн определяется значением модуля Юнга  $E$ , коэффициента Пуассона  $\nu$ , плотностью  $\delta_p$ . Плотность пористой среды зависит от коэффициента пористости :

$$\delta_p = \delta_{ТВ} - (\delta_{ТВ} - \delta_3)k_p, \quad (II.2)$$

Где  $\delta_{ТВ}$  - плотность твердой фазы, т.е. зерен , слагающих скелет породы;  $\delta_3$  - плотность заполнителя порового пространства.

В горных породах связь между фазами, слагающими породу, недостаточно совершенна. По этой причине зависимость  $V_p$  от  $\nu$  и  $\delta_p$  , а следовательно, и от  $k_p$  отклоняется от закона.

На основании экспериментальных и теоретических исследований сред с несовершенными связями предложен ряд выражений, устанавливающих зависимость скорости (интервального времени) распространения продольных волн от пористости.

Наиболее простые из них следующие:

уравнение среднего времени, полученное М. Вилли, А. Грегори и Л. Гарднером,

$$\Delta\tau_p = \Delta\tau_{ТВ} + (\Delta\tau_3 - \Delta\tau_{ТВ})k_p; \quad (II.3)$$

уравнение степенной связи, предложенное В.Н. Дахновым,

$$\Delta\tau_p = \Delta\tau_{ТВ} + k_p^{m_p} (\Delta\tau_3 - \Delta\tau_{ТВ}) + k_{ГЛ}^{m_{ГЛ}} (\Delta\tau_3 - \Delta\tau_{ТВ}), \quad (II.4)$$

где  $\Delta\tau_{ТВ}$  - интервальное время в твёрдой фазе породы;  $m_p$  и  $m_{ГЛ}$  - показатели, зависящие соответственно от структуры и степени цементации коллектора, изменяющиеся от 0,7 до 1,5 и возрастающие с увеличением уплотнения.

В основу уравнений (II.3) и (II.4) положена линейная зависимость между скоростью (или интервальным временем) и пористостью. В них не учитывается влияние горного и пластового давлений, хотя их роль возрастает

с уменьшением пористости.

Для пористых сред, содержащих глинистые включения в порах, получено уравнение, позволяющее учитывать особенности упругих свойств изучаемых пород и влияние всестороннего сжатия на скорость упругих волн:

$$V_P = \sqrt{2,94 \cdot 10^6 \frac{(\beta_{II} + \beta_3 - \mu\beta_{TB})}{[(k_{II}\beta_{II} + \beta_{TB})(\beta_3 - \mu\beta_{TB}) + \beta_{II}\beta_{TB}]} \frac{1-\nu}{1+\nu}}, \quad (II.5)$$

где  $\mu$  - коэффициент, учитывающий относительное содержание и сжимаемость глинистых частиц;  $\beta_{TB}$ ,  $\beta_{II}$ ,  $\beta_3$  - коэффициенты сжимаемости соответственно твёрдой фазы минералов, слагающих скелет породы, объёма порового пространства и его заполнителя.

Уравнение (II.5) определяет зависимость между скоростью  $V_P$  и  $k_{II}$  пород с совершенной связью между твёрдой и жидкой фазами. Условие совершенства связи хорошо удовлетворяет низкопористым трещинным, трещинно-кавернозным карбонатным коллекторам.

Коэффициент пористости в неглинистых коллекторах можно определить одним из следующих способов.

1. Устанавливают величину  $k_{II}$  по экспериментальным зависимостям  $V_P = f(K_{II})$ , полученным по представительной коллекции керн, с учётом эффективного давления и температуры, характерных для данного разреза.

2. Применяют статистические уравнения, выражающие зависимость интервального времени от пористости и глубины залегания пород, которая служит косвенным показателем термобарических условий изучаемого разреза.

Предложенные способы дают возможность оценивать коэффициент пористости с высокой точностью. При подсчёте запасов предпочитают второй способ, поскольку при использовании статистических уравнений систематические ошибки минимальны.

Погрешность оценок  $k_{II}$  и  $\Delta\tau_{II}$  может быть существенно снижена до (1.5-2%) при использовании данных нескольких методов ГИС, т.е. путем применения уравнений множественной корреляционной связи.

3. Используют уравнения (II.4) с дальнейшим введением поправок за уплотнение (эффективное давление) и нефтегазонасыщенность. Данный способ наиболее распространен на практике. В соответствии с уравнением (III.3) получают следующее выражение для  $k_{II}$ :

$$k_{II} = (\Delta\tau_{II} - \Delta\tau_{ТВ}) / (\Delta\tau_{з} - \Delta\tau_{ТВ}), \quad (II.6)$$

которое справедливо для пород с мономинеральным составом скелета при насыщении пор одним флюидом.

Степень влияния различных параметров, входящих в уравнение (II.6), на точность оценки  $k_{II}$  не одинакова. интервальное время в заполнителе порового пространства зависит от состава флюидов и изменяется в зависимости от температуры и давления (глубины залегания). Для водных растворов оно определяется достаточно точно по эмпирическому выражению:

$$\Delta\tau = 710(1 - 1,2 \cdot 10^{-3}p) / (1 + 2,2 \cdot 10^{-3} - 1,65 \cdot 10^{-5}t^2)(1 + 5,5 \cdot 10^{-4}C_B), \quad (II.7)$$

где  $C_B$  - минерализация, кг/м<sup>3</sup>;  $p$  - давление, МПа;  $t$  - температура °С.

Наибольшие ошибки при определении  $k_{II}$  возникают из-за неверной оценки интервального времени в твердой фазе породы, соответствующего скорости  $V_p$  при  $k_{II} \rightarrow 0$ .

Существует несколько способов определения  $\Delta\tau_{ТВ}$

1. Использование значений  $\Delta\tau_{ТВ}$ , полученных для определенных минералов в атмосферных условиях. Однако такой подход в некоторых случаях может привести к значительным погрешностям, поскольку диапазон изменения скоростей в твердой фазе литологически однотипных пород даже при атмосферных условиях довольно широк и может изменяться в зависимости от состояния поверхности зерен и акустического контакта между ними.

2. Линейная экстраполяция зависимости  $\Delta\tau = f(k_{II})$  к нулевой пористости, основанная на сопоставлении скорости, измеренной в скважине, с величинами  $k_{II}$ , определенными на керне при сплошном его отборе.

3. Сопоставление интервального времени и удельного электрического сопротивления породы, полученного по результатам записи экранированным

зондом. В этом случае по оси абсцисс откладывают  $\Delta\tau_{П}$  в линейном масштабе, а по оси ординат - значения  $\rho_K$  в масштабе  $y = \rho_K^{-1/2}$ . Интервальное время  $\Delta\tau_{ТВ}$  находят в результате экстраполяции полученной зависимости до пересечения с осью ординат в точке  $\rho_K > \infty$ . Такой способ рекомендуется использовать для глинистых, нетрещиноватых пород.

Опыт использования уравнения (П.3) показывает, что оно дает удовлетворительные результаты для цементированных слабоглинистых пород ( $C_{ГЛ} < 5-10\%$ ) с межзерновой пористостью более 20% при насыщении пор водой и эффективном давлении  $\geq 40$  МПа. Если же эти условия не соблюдаются, то необходим учёт влияния названных факторов на изменяемые величины скорости (или интервального времени).

Для учёта термобарических условий в зависимости от степени консолидации пород вводят поправку за уплотнение различными способами.

*Широкополосный акустический метод.* В аппаратуре широкополосного акустического метода предусмотрено получение интервальных времен, амплитуд и коэффициентов затухания продольных волн, амплитуд и коэффициентов затухания поперечных волн, а также фазокорреляционных диаграмм и волновых картин.

Современная модификация широкополосного акустического метода имеет следующие особенности.

1. В изучаемом участке разреза для любой его точки полностью фиксируется волновая картина, характеризующая поле волн: продольной (P), поперечной (S), и Лэмба-Стоунли (трубной волны, L-St)

2. Созданные к настоящему времени программы позволяют при обработке информации получить:

- кривые изменения по разрезу интервального времени первых вступлений волн продольной  $\Delta\tau_P$  поперечной  $\Delta\tau_S$  Лэмба-Стоунли  $\Delta\tau_{L-St}$ , а также их средних амплитуд  $A_P, A_S, A_{L-St}$  и коэффициентов поглощения  $\alpha_P, \alpha_S, \alpha_{L-St}$ .

- ФКД

3. Исследование разреза с получением указанной информации проводится при необходимости при различной частоте колебаний, возбуждаемых источником от 3КГц до 25 КГц и более, - что позволяет проводить частичное акустическое зондирование, увеличивая радиус исследования скважинным акустическим прибором при уменьшении частоты. Последнее дает возможность изучать разрезы обсаженных скважин в условиях расформированной зоны проникновения в коллекторах, что в свою очередь, позволяет использовать акустический метод как средство для оценки характера насыщения коллектора в процессе разработки месторождения в эксплуатационных скважинах, а так же в обсаженных разведочных скважинах, бурящихся на стадии доразведки месторождения (выявление пропущенных ранее продуктивных объектов). Весьма перспективным является проведение повторных исследований АКШ до и после перфорации колонны, а так же после обработки призабойной зоны с целью интенсификации притока.

*Выделение коллекторов со сложной структурой порового пространства.* По данным АКШ для выделения в разрезе трещинных, трещинно-кавернозных коллекторов с плотной непроницаемой матрицей используются следующие признаки.

1. характерный для данного типа коллекторов «звуковой образ», главными особенностями которого являются:

- резкое уменьшение толщины, иногда вплоть до исчезновения изображения, линии на ФКД при одновременном увеличении значений  $\tau$  всех фаз волн (продольных, поперечных, Лэмба-Стоунли); иногда появление характерной сетки, вызванное явлениями интерференции и дифракции волн;

- заметный рост значений  $\alpha_P$ ,  $\alpha_S$ ,  $\alpha_{L-St}$

- увеличение значений интервальных времен первых вступлений всех видов волн;

2. увеличение коэффициента сжимаемости породы  $\beta_0$ , рассчитываемого на основе зарегистрированных значений  $\Delta\tau_p$  и  $\Delta\tau_s$ .

Данные АКШ позволяют рассчитать величину коэффициента Пуассона  $\nu$  и модуль Юнга  $E$  по формулам:

$$\nu = \frac{0,5\left(\frac{\Delta\tau_s}{\Delta\tau_p}\right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta\tau_s}{\Delta\tau_p}\right) - 1}, \quad (\text{II.8})$$

$$E = \frac{2\delta(1+\nu)}{\Delta\tau_s^2}, \quad (\text{II.9})$$

В этом состоит преимущество АКШ по сравнению со стандартным АК, поскольку при расчете величины  $\beta$  по данным АК приходится задаваться вероятными для изучаемого объекта значениями  $\nu$  и  $E$ .

Далее рассчитывается  $\beta_0$  по одной из следующих формул:

$$\beta_0 = \Delta\tau_p^2 \frac{3(1-\nu)}{\delta(1+\nu)}, \quad (\text{II.10})$$

$$\beta_0 = \Delta\tau_s^2 \frac{3(1-\nu)}{\delta(1+\nu)}, \quad (\text{II.11})$$

Порода, содержащая трещины - коллектор чисто трещинный или смешанного типа с участием трещин, отмечается аномалиями повышенных значений  $\nu$  и  $\beta$ . Наиболее четко выделяется коллектор с плотной непроницаемой межзерновой матрицей. Коэффициент трещиноватости  $K_T$  такого коллектора, составляющий его эффективную пористость, рассчитывается по формуле:

$$K_T = \frac{\beta_{п.т} - \beta_M}{\beta_T},$$

где  $\beta_{п.т}, \beta_M$  – коэффициенты сжимаемости, соответственно, трещинного коллектора и плотных пород, его вмещающих,  $\beta_T$  – коэффициент сжимаемости трещин, которыми задаются, опираясь на экспериментальные данные. Полагается, что таким образом учитываются наряду с трещинами,

ориентированными по слоистости, вертикальные и субвертикальные трещины

*Определение нефтенасыщенности пород.* Новый способ определения насыщения пород по данным АКШ основан на использовании кинематических параметров продольной и поперечной волн в комплексе со стандартными методами ГИС. Физической основой способа является различие сжимаемостей водо-, нефте-, и газонасыщенных пород.

Если сравнивать распределение удельных сопротивлений и изотермических сжимаемостей среди наиболее распространенных минералов и насыщающих флюидов продуктивных коллекторов, то аномальным компонентом в ряду удельных сопротивлений будет пластовая вода (пониженные значения). Она очень широко дифференцирует породы-коллекторы по характеру насыщения. Трудности обычно возникают при учете влияния минерализации пластовой воды и содержания битума, структуры порового пространства по и содержания битума, структуры порового пространства, глинистости и характера смачиваемости коллектора. В случае сравнения изотермических сжимаемостей, аномально упругим свойством среди компонент нефтяного пласта является сжимаемость подвижной нефти. Битум и вода близки по сжимаемости. Битум, не имеющий, как правило, существенного газового фактора будет отмечаться, как дополнительное водородосодержание. Значительно меньше на результаты влияет минерализация пластовой воды, фактор смачивания, структура порового пространства.

Однако аномально высокой сжимаемостью обладает нефтяной газ в свободной фазе, появляющийся при снижении давления нефти ниже давления насыщения. При наличии нефтяного газа в свободной фазе даже при малом газосодержании существенно изменяются упругие свойства пласта, что легко можно установить качественно по волновой картине, однако в этом случае становится невозможным количественное определение нефтенасыщенности такого пласта по его упругим свойствам.

Однако несмотря на кажущуюся простоту решения проблемы определения нефтенасыщения пластов, не содержащих свободной газовой формы, высокие требования предъявляются к определению коэффициентов сжимаемости породы в целом, минералов, нефти и газа.

Применяя уравнения П.8, П.9 к горной породе, допуская в ней только упругие деформации, можно вычислить сжимаемость породы  $\beta$ , решая уравнение П.10, П.11 при условии, что величины  $\nu$ ,  $E$ ,  $\delta$  известны из данных эксперимента или обобщенных сведений для различных классов горных пород. В дальнейшем основным объектом исследований при интерпретации данных АКШ становится параметр  $\beta$ , который, является источником информации о емкостных свойствах породы и составе флюидов, насыщающих породу.

Известно полученное теоретическим путем для модели породы, составляющие, которой ведут себя как идеально упругие однородные и изотропные среды, уравнение Ф.Гассмана:

$$\beta_0 = \frac{k_{\Pi} \beta_{СК} + \beta_{ТВ} \frac{\beta_{СК} - \beta_{ТВ}}{\beta_{Ж} - \beta_{ТВ}}}{k_{\Pi} + \frac{\beta_{СК} - \beta_{ТВ}}{\beta_{Ж} - \beta_{ТВ}}}, \quad (\text{П.12})$$

где  $\beta_0$ ,  $\beta_{СК}$ ,  $\beta_{ТВ}$ ,  $\beta_{Ж}$  соответственно сжимаемости породы, скелета породы, твердой фазы и жидкости (флюида), заполняющие его поры.

Модель Ф.Гассмана не учитывает упругой связи между твердой и флюидалльной компонентами, которая присутствует в реальных породах. Для преодоления этого недостатка В.М. Добрынин предложил уравнение:

$$\beta_0 = \frac{k_{\Pi} \beta_{СК} + \beta_{ТВ} \frac{\beta_{СК} - \beta_{ТВ}}{\beta_{Ж} - \mu_P \beta_{ТВ}}}{k_{\Pi} + \frac{\beta_{СК} - \beta_{ТВ}}{\beta_{Ж} - \mu_P \beta_{ТВ}}}, \quad (\text{П.13})$$

где  $\mu_P$  – коэффициент, учитывающий влияние включений, присутствующих в реальных породах, на упругие характеристики породы.

Коэффициент упругой связи  $\alpha_{СВ}$  твердой и флюидалльной фаз породы определяется выражением:

$$\alpha_{CB} = \frac{\beta_{ж} - \mu_p \beta_{ТВ}}{\beta_{П} + \beta_{ж} - \mu_p \beta_{ТВ}} = \frac{1}{1 + \frac{\beta_{П}}{\beta_{ж} - \mu_p \beta_{ТВ}}}, \quad (\text{II.14})$$

где  $\beta_{П}$  – коэффициент сжимаемости пор.

На основании изложенного, получено уравнение для коэффициента объемной сжимаемости породы  $\beta_0$  при динамических нагрузках (динамическая сжимаемость):

$$\beta_0 = \alpha_{CB} \cdot k_{П} \cdot \beta_{П} + \beta_{ТВ}, \quad (\text{II.15})$$

для газонасыщенных терригенных коллекторов сжимаемость породы значительно меньше сжимаемости флюида, поэтому  $\frac{\beta_{П}}{\beta_{ж} - \mu_p \beta_{ТВ}} \ll 1$ ,  $\alpha_{CB} = 1$ ,

поэтому уравнение II.15 принимает вид:

$$\beta_0 = k_{П+} \beta_{П} + \beta_{ТВ}, \quad (\text{II.16})$$

Для количественной интерпретации используется набор комплексных параметров зависимость комплексного безразмерного параметра, названного «индексом динамической сжимаемости» (ИДС), от коэффициента водонасыщения пласта. ИДС характеризует соотношение сжимаемостей минералов, пор породы, нефти, газа и воды. Для его определения необходимо знать скорости (интервальные времена) продольных и поперечных волн, пористость и плотность изучаемых отложений.

Основой для расчета кривых служат широко известные теории деформации пористых тел М.Био и Ф.Гассмана, модифицированные В.М.Добрыниным применительно к определению нефтенасыщенности коллекторов. При этом были учтены важнейшие ограничения в применении этих теорий для практических целей.

Получены два семейства кривых для нефтегазонасыщенных пластов: кривые с параметром нефтенасыщенности, изменяющимся к пределам  $k_H = 0 - 0,8$  и кривые с параметром газонасыщенности -  $k_G = 0 - 0,5$ .

Одна из кривых получена для условий нефтеводонасыщенного пласта без свободной газовой фазы ( $k_G = 0$ ). Он имеет плавный характер и диапазон

изменения ИДС достигает 70% при изменении коэффициента водонасыщения от предельной величины  $k_B = k_{B.0}$  до  $k_B = 100\%$ .

При наличии в порах небольшого количества свободного газа ( $k_G = 0,02 - 0,05$ ) кривые для определения  $k_B$  резко выполаживаются, т.к. резко снижается дифференциация пласта по нефтенасыщению. Это делает затруднительным количественные определения нефтенасыщенности. При  $k_G = 0,5$  все семейства кривых ИДС =  $f(k_B)$  устремляется к предельному значению, соответствующему отсутствию упругой связи между флюидом и твердой фазой породы. В этих случаях ИДС может лишь служить очень чувствительным индикатором присутствия свободного газа в нефтенасыщенном пласте.

## 6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

Комплекс геофизических методов исследования скважин служит не только для геологического расчленения разрезов, но и для оценки коллекторских свойств, таких как (пористости, проницаемости, глинистости и нефтенасыщенности).

### Коэффициент пористости ( $K_p$ )

Горные породы состоят из минерального скелета, или твердой фазы, а также порового пространства, обычно заполненного жидкой и газовой компонентами. Таким образом, пористость – это свойство породы содержать не заполненные твердой фазой объемы внутри нее. Поры – это небольшие пространства, не занятые минеральным скелетом, замкнутые либо сообщающиеся между собой и атмосферой.

Связанные между собой поры принято называть открытыми, а не связанные - закрытыми.

Пористость горных пород характеризуется коэффициентом пористости  $K_p$ . Коэффициентом общей пористости ( $K_{п.общ}$ ) называют отношение объема пор и пустот в горной породе  $V_p$  к общему объему породы  $V$ :  $K_{п.общ} = V_p/V$ .

Коэффициент пористости обычно выражают в процентах (%).

Коэффициент общей пористости используется для построения петрофизических зависимостей. Он оценивает объем всех полостей, как сообщающихся между собой (открытых), так и не сообщающихся (закрытых).

Различают следующие виды пористости:

1. Коэффициент открытой пористости ( $K_{п.о}$ ) оценивает объем пор сообщающихся между собой и с окружающей средой.

2. Коэффициент эффективной пористости ( $K_{п.эфф}$ ) характеризует полезную емкость породы для УВ и представляет собой объем открытых пор за исключением объема, заполненного физически связанной воды.

$$K_{п.эфф} = K_{п.о} \cdot (1 - K_{в.св}),$$

где  $K_{в.св}$  – коэффициент связанной воды.

3. Коэффициент динамической пористости ( $K_{п.дин}$ ) показывает в какой части объема породы при заданном градиенте давления может наблюдаться движение жидкости или газа.

$$K_{п.дин} = K_{п.о} \cdot (1 - K_{в.о} - K_{н.о}), \text{ где}$$

$K_{в.о}$  – коэффициент водонасыщения остаточный

$K_{н.о}$  – коэффициент нефтенасыщения остаточный

Коэффициенты пористости разных горных пород варьируются в чрезвычайно широких пределах. В зависимости от минерального состава, условий залегания, степени диагенеза, возраста, структуры осадков или породы они изменяются от значений, близких к 0 до 90%. Самые высокие значения  $K_p$  характерны для первичных осадков: песчаных, глинистых, известковых и других илов на дне рек, озер, морей и океанов.

При диагенезе илы уплотняются, обезвоживаются, превращаются в осадочные горные породы с меньшей пористостью. С погружением породы на глубину в несколько километров, ростом давления и температуры за счет процессов катагенеза и метаморфизма осадочные породы уплотняются еще больше, обезвоживаются, цементируются, перекристаллизуются, что приводит к еще большему понижению пористости.

Коэффициент пористости может быть определен в лабораторных условиях или по данным метода каротажа.

Определение пористости пород геофизическими методами имеет большое практическое значение, т.к. эти сведения совершенно необходимы при подсчете запасов нефти и газа, а также для оценки коллекторских свойств и насыщенности пород.

С помощью специальных теоретических и эмпирических формул, графиков и номограмм величина коэффициента пористости может быть

определена по данным каротажа сопротивления, метода ПС, акустического и радиоактивного каротажа (ННМ-т, НГМ, ГГМ).

Определенные разными способами величины коэффициентов пористости усредняются и сравниваются с лабораторными измерениями на образцах пород изучаемого района и с данными других геологических методов.

### **Определение коэффициента открытой пористости по данным метода сопротивлений**

Основой определения коэффициента открытой пористости ( $K_{п.о}$ ) по данным метода сопротивлений является связь между удельным сопротивлением полностью водонасыщенной породы  $\rho_{вп}$ , параметром пористости (относительным сопротивлением)  $R_p$  и удельным сопротивлением воды  $\rho_v$ , насыщающей породу.

Поскольку породообразующие минералы, слагающие разрезы нефтяных, газовых и угольных месторождений не проводят электрический ток, то проводником электрического тока в большинстве осадочных пород является пластовая вода. Удельное сопротивление породы в каждом отдельно взятом случае зависит от удельного сопротивления насыщающих поры породы пластовых вод; процентное содержание водных растворов и углеводородов в порах породы; текстурные особенности породы. Удельное сопротивление пластовых вод, в свою очередь, зависит от концентрации, состава растворенных солей и температуры. Таким образом, величина измеряемого удельного сопротивления, наряду со всеми прочими факторами, зависит от объема пластовой воды в горной породе, а при 100%-ном насыщении пластовой водой – от величины коэффициента пористости пород. Чем выше коэффициент пористости породы, тем больше в ней содержится проводящего ток флюида, и тем ниже ее удельное сопротивление.

При расчетах параметра пористости  $R_p$  необходимо знать удельное сопротивление пласта  $\rho_{вп}$  при 100%-ном насыщении ее пластовой водой, и

сопротивление пластовой воды  $\rho_v$ , заполняющей поры, при той же температуре:

$$R_{п} = \rho_{вп} / \rho_v.$$

Исследования показывают, что для большинства осадочных горных пород связь сопротивления с величиной пористости выражается эмпирической формулой:

$$R_{п} = \rho_{вп} / \rho_v = a_m / k_{п.о}^m,$$

где  $k_{п.о}$  – коэффициент открытой пористости,  $a_m$  и  $m$  – постоянные коэффициенты для определенной группы пород.  $m$  – определяет геометрию порового канала (коэффициент цементации);  $a$  – коэффициент сложности геометрии порового пространства.

По В.Н.Дахнову, коэффициенты  $a_m$  и  $m$  для осадочных пород могут иметь следующие значения:  $a_m = 1 \div 0,8$ ;  $m = 1,3 \div 2,3$  ( $m=1,3$  - для рыхлых песков;  $m=2,3$  – для сильноцементированных горных пород).

Все способы определения  $K_{п.о}$  коллекторов по удельному сопротивлению породы содержат следующие общие для них операции.

Удельное сопротивление коллектора определяют в зоне пласта, насыщенного полностью или преимущественно водой с известной минерализацией.

Для изучаемого коллектора используют зависимость  $R_{п} = f(K_{п.о})$ . Реализацию любого из способов определения  $K_{п.о}$  по данным метода сопротивлений завершают расчетом параметра  $R_{п}$  изучаемого коллектора и определением коэффициента  $K_{п.о}$ , соответствующего данному  $R_{п}$ , с помощью известной зависимости  $R_{п} = f(K_{п.о})$ .

Различают способы определения  $K_{п.о}$  по удельному сопротивлению  $\rho_{вп}$  коллектора за контуром залежи, по удельному сопротивлению промытой зоны  $\rho_{пп}$  и зоны проникновения  $\rho_{зп}$  коллектора.

Определение  $K_{п.о}$  по величине  $\rho_{вп}$ .

1. Определяют удельное сопротивление коллектора  $\rho_{вп}$ , полностью насыщенного пластовой водой, в одной из законтурных залежей по диаграммам электрических зондов с большим радиусом исследования или индукционного зонда. Выполнение этого условия необходимо для получения гарантированного значения  $\rho_{вп}$  неизменной части коллектора за пределами зоны проникновения фильтрата бурового раствора.

2. Рассчитывают удельное сопротивление  $\rho_{в}$  пластовой воды изучаемого продуктивного горизонта. Для месторождений, находящихся в завершающей стадии разведки или переданных в разработку, значение  $\rho_{в}$  обычно известно.

3. Вычисляю параметр  $Rп$  по формуле  $Rп = \rho_{вп} / \rho_{в}$ .

4. По зависимости  $Rп = f(K_{п.о})$ , полученной для исследуемого класса коллекторов в лаборатории на водонасыщенных образцах породы с учетом пластовых условий, определяют значение  $K_{п.о}$ , соответствующее вычисленному параметру  $Rп$ .

Преимущество способа – простота, основной недостаток – возможность определения  $K_{п.о}$  только в законтурной части залежи, которая может характеризоваться значениями  $K_{п.о}$ , отличающимися от значений  $K_{п.о}$  в пределах залежи. Этому недостатка лишены способы определения  $K_{п.о}$  по удельному сопротивлению промытой зоны  $\rho_{пп}$  и зоны проникновения  $\rho_{зп}$  продуктивного коллектора.

Определение  $K_{п.о}$  по величине  $\rho_{пп}$ .

1. Определяют величину  $\rho_{пп}$  по диаграмме одного из микроэлектрических методов, предпочтительнее МБК.

2. В продуктивном коллекторе полагают, что порода в промытой зоне насыщена фильтратом бурового раствора и остаточной нефтью или газом, содержание которых характеризуется коэффициентами остаточного

нефтенасыщения  $K_{он}$ . В соответствии с этим величина  $\rho_{пп}$  выражается формулой

$$\rho_{пп} = R_{п} \rho_{ф} R_{он},$$

где  $R_{он}$  – параметр остаточного нефтенасыщения, причем этот параметр связан с  $K_{он}$  соотношением

$$R_{он} = 1 / (1 - K_{он})^n$$

3. Рассчитывают параметр  $R_{п}$  по формуле

$$R_{п} = \rho_{пп} (1 - K_{он})^n / \rho_{ф}$$

Для глинистого коллектора в знаменателе данного выражения в качестве сомножителя вводят параметр поверхностной проводимости  $\Pi$ , который определяется по специальной палетке, как зависимость коэффициента поверхностной проводимости  $\Pi$  от удельного сопротивления поровых вод  $\rho_{в}$  и глинистости пород  $C_{гл}$ . Величину  $\rho_{ф}$  также определяют по палеткам кривых  $\rho_{ф} = f(\rho_{р})$  для различных значений  $t = \text{const}$ , построенных по экспериментальным данным, зная удельное сопротивление бурового раствора  $\rho_{р}$  по диаграмме скважинного резистивиметра.

Значения  $K_{он}$  и  $n$  берут на основании данных экспериментального изучения керн из исследуемого продуктивного горизонта или используют его значение в сходных коллекторах продуктивных отложений других хорошо изученных площадей. Чаще всего применяют коэффициент  $K_{он}$ , равный 0,2-0,3 и  $n=1,6-2$ .

4. Выбирают зависимость  $R_{п} = f(K_{п.о})$  для исследуемого класса коллектора, полученную экспериментально на образцах изучаемых отложений при насыщении их водой с удельным сопротивлением, равным среднему значению удельного сопротивления  $\rho_{ф}$  фильтрата бурового раствора на данном месторождении. По выбранной зависимости определяют величину  $K_{п.о}$ , соответствующую вычисленному параметру  $R_{п}$ . Для водоносных

коллекторов решение задачи упрощается – величину  $R_{п}$  рассчитывают по формуле

$$R_{п} = \rho_{пп} / \rho_{ф},$$

следовательно, информации о  $K_{он}$  и  $P_{он}$  не требуется.

Определение  $K_{п.о}$  по величине  $\rho_{зп}$ .

Величину  $K_{п.о}$  по известному значению  $\rho_{зп}$  находят по той же схеме, что и по  $\rho_{пп}$ . Различия состоят в следующем.

1. Величина  $\rho_{зп}$  определяют по данным электрических методов с несколько большим радиусом исследования по сравнению с микрозондами – по диаграммам малых зондов БКЗ или зонда ближней зоны.

2. Параметр пористости  $R_{п}$  рассчитывается по формуле

$$R_{п} = \rho_{зп} (1 - K_{он})^n / \rho_{вф},$$

где  $\rho_{зп}$  – удельное сопротивление зоны проникновения;  $\rho_{вф}$  – удельное сопротивление смеси фильтрата бурового с остаточной пластовой водой, не вытесненной из зоны проникновения. Значение  $K_{он}$ , применяемой в данной формуле, несколько отличается от соответствующих коэффициентов для промытой зоны; для зоны проникновения они при прочих равных выше, чем для промытой зоны того же коллектора. Определение  $K_{п.о}$  по  $\rho_{зп}$  можно разбить на два этапа.

Сначала рассчитывают фиктивный параметр пористости  $R_{пф}$  по формуле

$$R_{пф} = \rho_{зп} / \rho_{ф},$$

не учитывающей присутствие остаточной пластовой воды, нефти в зоне проникновения продуктивного коллектора.

Затем находят истинное значение  $R_{п}$  умножением  $R_{пф}$  на поправочный коэффициент  $g$ :

$$g = \frac{(1 - K_{он})^n}{\rho_{вф} / \rho_{ф}} .$$

Для глинистых коллекторов в знаменателе в качестве множителя подставляют еще параметр П, который находится как и в предыдущем случае по палетке для известных значений  $\rho_{вф}$  и  $C_{гл}$ .

Для водоносного коллектора параметр  $R_{п}$  по величине  $\rho_{вф}$  рассчитывают по формуле

$$R_{п} = \rho_{зп} / \rho_{вф} .$$

Используемая в формулах величина  $\rho_{вф}$  определяют выражением

$$\rho_{вф} = \frac{\rho_{ф} \rho_{в}}{\rho_{ф}^z + (1 - z) \rho_{в}} ,$$

где  $z$  – доля остаточной пластовой воды в зоне проникновения. Для расчета  $\rho_{вф}$  при заданных значениях  $\rho_{в}$  и  $\rho_{ф}$  обычно используют эмпирические зависимости  $\rho_{вф} / \rho_{ф} = f(\rho_{ф} / \rho_{в})$ , составленные для различных классов межзерновых коллекторов.

### **Определение коэффициента открытой пористости по данным метода ПС**

Для терригенных коллекторов с рассеянной глинистостью имеется возможность определения коэффициента открытой пористости по величине относительной аномалии собственных потенциалов  $\alpha_{пс}$ . Необходимые условия для этого:

- 1) наличие статистической связи между пористостью  $K_{по}$  и глинистостью  $C_{гл}$  изучаемых коллекторов во всем диапазоне изменения пористости коллекторов;
- 2) однородный минеральный состав глинистого цемента;

3) различие в минерализации бурового раствора и пластовой воды (минерализация бурового раствора должна быть ниже минерализации пластовой воды);

4) постоянство или изменение в узких пределах минерализации пластовых вод в интервале изучаемых продуктивных отложений. Соблюдение этих условий обычно гарантирует достаточно тесную статистическую связь между параметрами  $\alpha_{\text{пс}}$  и  $K_{\text{по}}$ . При наличии такой связи определение  $K_{\text{по}}$  величине  $\alpha_{\text{пс}}$  сводится к следующему.

Для выбранного пласта-коллектора вычисляют относительную амплитуду:

$\alpha_{\text{пс}} = \Delta U_{\text{пс}i} / \Delta U_{\text{пс} \text{max}}$ , где  $\Delta U_{\text{пс} \text{max}}$  – максимальная амплитуда ПС в чистом коллекторе;  $\Delta U_{\text{пс}}$  – абсолютная амплитуда ПС в  $i$ -ом участке.

По зависимости между  $\alpha_{\text{пс}}$  и  $K_{\text{по}}$  определяют коэффициент открытой пористости в данном пласте. Основное ограничение применения этого способа даже при наличии перечисленных условий – особенность связи между параметрами  $\alpha_{\text{пс}}$  и  $K_{\text{по}}$  соответствующей чистым и слабоглинистым коллекторам. В этой области  $K_{\text{по}}$  зависит главным образом от отсортированности и окатанности скелетных зерен и в меньшей степени – от содержания глинистого материала. Рассмотренная особенность связи  $\alpha_{\text{пс}}$  с  $K_{\text{по}}$  практически не позволяет дифференцировать чистые и слабоглинистые ( $C_{\text{гл}} \leq 2-3\%$ ) коллекторы по значению  $K_{\text{по}}$  с помощью диаграммы ПС, поскольку для всех этих коллекторов  $A_{\text{пс}} \approx 1$ .

Определение  $K_{\text{по}}$  по  $\alpha_{\text{пс}}$  возможно как в продуктивных, так и в водоносных коллекторах, только связь  $K_{\text{по}}$  и  $\alpha_{\text{пс}}$  должна быть получена для объектов изучаемого класса, поскольку для одних и тех же коллекторов эти связи несколько различаются в зависимости от характера насыщения коллектора. Статистическую связь между  $\alpha_{\text{пс}}$  и  $K_{\text{п}}$  устанавливают по пластам, пористость которых известна по данным другого геофизического метода или по представленному керну.

Необходимо отметить, что определение открытой пористости пород основано на наличии косвенной связи между глинистостью и пористостью. А именно для ряда терригенных пород увеличение глинистости влечет за собой уменьшение пористости. Установить пористость пород по кривой ПС можно лишь для тех пород, для которых наблюдается тесная связь между амплитудами кривой ПС и пористостью.

### **Определение общей пористости породы по данным НКТ**

Для определения пористости пород используют несколько модификаций стационарных нейтронных методов. На Средневасюганском месторождении используют нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам (НКТ).

По данным НКТ определяют объемное водородосодержание  $\omega_n$  коллекторов и неколлекторов с любой структурой порового пространства. Зная величину водородосодержания возможно осуществить определение пористости - зависимость в данном случае прямопропорциональная. Однако однозначно точно определить коэффициент общей пористости  $K_{п.общ}$  по НКТ нельзя, вследствие влияния нескольких факторов:

1. На показания водородосодержания оказывает огромное влияние связанная вода. В породе, не содержащей в скелете минералов с химически связанной (кристаллизационной) водой, объемное водородосодержание равно коэффициенту общей пористости  $\omega_n = K_{п.общ}$ . В породах, содержащих в скелете химически связанную воду,  $K_{п.общ}$  меньше  $\omega_n$  на величину объемного содержания в породе химически связанной воды. Типичный пример пород, содержащих химически связанную воду, - терригенные глинистые породы, карбонатные породы, содержащие нерастворимый остаток, часть которого представлена глинистыми минералами;

2. Оказывает влияние минерализация пластовой воды (в основном содержание солей хлора), температура пласта;

3. Характер насыщения пласта (вода, нефть, вода + нефть и т.п.);

4. Буровой раствор (его минерализация, содержание глинистых частиц и УВ);

5. Влияние эксплуатационной колонны и цементного камня (при проведении работ в обсаженных скважинах).

Для неглинистых терригенных пород  $K_{п.общ}$  рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{п.общ} = \omega_{п} - \omega_{гл} K_{гл},$$

где  $\omega_{гл}$  – объемное содержание химически связанной воды в глине данного минерального состава. Величину  $\omega_{гл}$  определяют в лаборатории на пробах глинистого цемента;  $K_{гл}$  – коэффициент объемной глинистости породы.  $K_{гл}$  находят по диаграммам метода ПС или ГК;  $\omega_{п}$  – объемное водородосодержание, определяется по данным метода НКТ, как зависимость  $I_{nn} = f(\omega_{п})$ .

### **Определение коэффициента общей пористости по данным ГГК-п**

Оценка коэффициента общей пористости  $K_{п.общ}$  пород по данным ГГК-п основана на связи их плотности  $\delta_{п}$  с коэффициентом общей пористости.

Интенсивность рассеянного гамма - излучения, регистрируемого при гамма – гамма каротаже, является функцией плотности (точнее электронной плотности) горных пород. Увеличение плотности среды ведет к уменьшению показаний метода.

Коэффициент общей пористости рассчитывают по следующей формуле:

$$K_{п.общ} = (\delta_{ск} - \delta_{п}) / (\delta_{ск} - \delta_{ж}),$$

где  $\delta_{ск}$  – минеральная плотность скелета породы (для песчаников принимают  $\delta_{ск} = 2,65 \text{ г/см}^3$ );  $\delta_{п}$  – плотность породы, полученная по диаграмме ГГК;  $\delta_{ж}$  – плотность жидкости, заполняющее поровое пространство (обычно

принимают  $\delta_{ж}$  равной плотности фильтрата бурового раствора, вследствие малой глубины исследования (не более 10 см) ГГК).

Определенные разными способами величины коэффициентов пористости усредняются и сравниваются с лабораторными измерениями на образцах пород изучаемого района и с данными других геологических методов.

### **Коэффициент проницаемости ( $K_{пр}$ )**

Коэффициент проницаемости  $K_{пр}$  является одним из важнейших параметров продуктивного коллектора. Проницаемость – это свойство горных пород фильтровать сквозь себя флюиды, т.е. жидкости, газы и их смеси под воздействием градиента давления. Высокие значения проницаемости имеют грубообломочные породы (пески, песчаники, алевролиты). Тонкодисперсные породы (глины, аргиллиты) имеют весьма тонкие капилляры, поэтому практически не проницаемы. Такие пород служат экранами нефти и газа.

Для определения проницаемости горных пород обычно пользуются законом фильтрации Дарси: линейная скорость фильтрации жидкости в породе пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости. Коэффициент пропорциональности  $K_{пр}$  в этом уравнении называют коэффициентом проницаемости породы:

$$V=Q/F=K_{пр}(1/\mu)(\Delta P_{пл}/\Delta L),$$

где  $V$ - линейная скорость фильтрации;  $Q$ - объемный расход жидкости;  $F$ - площадь фильтрации;  $\mu$ - динамическая вязкость жидкости;  $\Delta P_{пл}$ - перепад давления;  $\Delta L$ - длина фильтрующей пористой среды.

$$K_{пр}= (Q\mu\Delta L)/(F\Delta P_{пл}),$$

Таким образом, за единицу проницаемости в  $1 \text{ м}^2$  принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой

площадью  $F=1\text{ м}^2$ ,  $\Delta L=1\text{ м}$  и при перепаде давления  $\Delta P_{\text{пл}}=1\text{ Па}$  расход жидкости вязкостью  $\mu=1\text{ Па}\cdot\text{с}$  составит  $Q=1\text{ м}^3/\text{с}$ .

Нетрудно установить, что коэффициент проницаемости имеет размерность в системе СИ  $[\text{м}^2]$ . Тем не менее практически до сих пор используют внесистемную единицу дарси (Д).

Различают абсолютную (физическую) и эффективную (фазовую) проницаемости.

Абсолютная проницаемость – это проницаемость породы, в случае фильтрации через нее однородной жидкости или газа. Фазовая проницаемость – это способность породы, насыщенной смесью нефти, газа и воды пропускать любую другую неоднородную жидкостью, пропускать отдельные ее фазы.

Коэффициент проницаемости пород зависит от коэффициента пористости, характера, формы пор, размера зерен и поверхности порового пространства. Оценить величину коэффициента проницаемости можно по данным исследования скважин методами естественных потенциалов, сопротивлений с использованием материалов анализа керна, по которым определяется литология пройденных скважиной пластов и размер зерен. Для разных типов пород имеются свои эмпирические зависимости коэффициента проницаемости от геофизических параметров.

### **Определение коэффициента проницаемости методом сопротивлений**

Методика определения проницаемости нефтеносных пластов по удельному сопротивлению основана на наличии связи между остаточной (связанной) водой и проницаемостью.

Содержание связанной воды в нефтеносном пласте возрастает с увеличением удельной поверхности среды, а следовательно, с уменьшением проницаемости пористой среды и размеров поровых каналов.

Таким образом, коллекторы, менее проницаемые, состоящие из тонкозернистых песков и содержащие алевролиты и глинистые частицы, характеризуются более высоким содержанием связанной воды по сравнению с чистыми коллекторами. Остаточная вода не участвует в движении жидкости в коллекторе, но являясь проводником электрического тока, обуславливает величину удельного сопротивления нефтенасыщенного пласта.

Таким образом, методика определения  $K_{пр}$  основана на предположении о наличии связи между коэффициентом остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  порового пространства, обуславливающим сопротивление нефтенасыщенного пласта  $\rho_{п}$ , а следовательно, и  $R_{н}$ , и проницаемостью для нефтегазовых залежей.

Оценка проницаемости этим методом производится на основании экспериментальной кривой зависимости  $R_{н}=f(K_{пр})$  для конкретного нефтеносного пласта или группы пластов. Значение  $R_{н}$  вычисляют по измерениям сопротивлений в скважине, проницаемость  $K_{пр}$  – определениями на кернах.

Данный способ не получил достаточного распространения ввиду больших погрешностей определения  $K_{пр}$  достигающих 50%.

### **Определение $K_{пр}$ по данным метода ПС и ГК**

Предпосылкой определения  $K_{пр}$  по данным методов ПС и ГМ явилось наличие корреляционной связи между коэффициентом проницаемости  $K_{пр}$  и параметрами  $K_{гл}$  и  $\eta_{гл}$ , характеризующими глинистость коллектора. Поскольку геофизические параметры  $\alpha_{пс}$  и  $\Delta I_{\gamma}$ , связаны соответственно с  $\eta_{гл}$  и  $K_{гл}$ , естественно предположить наличие связи между параметрами  $\alpha_{пс}$ ,  $\Delta I_{\gamma}$  с одной стороны, и  $K_{пр}$ , с другой.

Корреляционная связь между  $\alpha_{пс}$  и  $K_{пр}$  выражается уравнением регрессии:

$$\alpha_{пс} = a + b \lg K_{пр},$$

где значения констант  $a$  и  $b$  различны для разных геологических объектов. Наиболее надежна эта связь для коллекторов, у которых параметры  $\alpha_{\text{пс}}$  и  $K_{\text{пр}}$  изменяются в основном под влиянием глинистости.

В слабоглинистых и чистых коллекторах, для которых значение  $\alpha_{\text{пс}}$  близко к единице и которые характеризуются высокой проницаемостью, связь  $\alpha_{\text{пс}}$  и  $K_{\text{пр}}$  практически отсутствует, поскольку параметр  $K_{\text{пр}}$  таких коллекторов зависит главным образом от гранулометрического состава.

Корреляционная связь между параметрами  $\Delta I_{\gamma}$  и  $K_{\text{пр}}$  характеризуется уменьшением  $\Delta I_{\gamma}$  с ростом  $K_{\text{пр}}$  для пород, проницаемость которых контролируется глинистостью. В области высоких значений  $K_{\text{пр}}$  параметр  $\Delta I_{\gamma}$  близок к нулю и  $K_{\text{пр}}$  по величине  $\Delta I_{\gamma}$  определить невозможно. Эта область также представлена породами с минимальной глинистостью, проницаемость которых зависит от размера и степени отсортированности зерен.

### **Коэффициент глинистости ( $K_{\text{гл}}$ )**

Фильтрационно-емкостные свойства, водоудерживающая способность, многие другие физические свойства терригенных коллекторов, изучаемые методами ГИС (удельное электрическое сопротивление, естественная радиоактивность, нейтронные свойства, упругие свойства и т.д.) зависят, в первую очередь, от содержаний в породе глинистых минералов, их состава, свойств и морфологии распределения в объеме породы.

Глинистые частицы представляют собой обломки глинистых минералов групп каолинита, монтмориллонита, гидрослюды, а также любых других минералов, включая силикаты, карбонаты, сульфаты, окислы и сульфиды. Разные по составу тонкие частицы имеют различные адсорбционные свойства и способность к набуханию.

Количественно глинистость характеризуется массовым содержанием  $S_{\text{гл}}$  (массовая глинистость) в твердой фазе породы, выражаемым в % или долях единицы и обычно устанавливается по данным гранулометрического состава и рассчитывается по формуле:

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

Где  $m_{<0,01}$  – масса фракции с  $d_3 < 0,01$  мм;  $m_{\text{тф}}$  – масса твердой фазы породы, включая и фракцию с  $d_3 < 0,01$  мм.

В петрофизической и геофизической практике используют параметры глинистости, производные от массовой глинистости – объемную ( $K_{\text{гл}}$ ) и относительную ( $\eta_{\text{гл}}$ ) глинистость.

$$K_{\text{гл}} = V_{\text{с.гл}} / V_{\text{с}}$$

$V_{\text{с.гл}}$  – объем сухих глинистых частиц;

$V_{\text{с}}$  – общий объем.

Параметр  $K_{\text{гл}}$  характеризует долю объема породы, занимаемую глинистым материалом.

При равенстве минеральных плотностей  $\delta_{\text{ск}} = \delta_{\text{гл}}$  частиц скелетной и глинистой фракции  $K_{\text{гл}}$  равен

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

Коэффициент относительной глинистости  $\eta_{\text{гл}}$ , характеризует степень заполнения глинистым материалом пространства между скелетными зернами:

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

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

Коэффициент глинистости измеряется в %, либо долях единицы.

Присутствие в породе глинистых минералов имеют большой интерес для петрофизики глинистых коллекторов по следующим причинам:

1. Глинистость существенно влияет на пористость и проницаемость. С ростом глинистости фильтрационно-емкостные свойства коллектора ухудшаются.

2. Содержание и минеральный состав глинистого материала – главные факторы, определяющие способность породы играть роль литологического экрана нефтяной или газовой залежи.

Глинистые материалы в осадочных породах обычно присутствуют в тонкодисперсном состоянии и обладают огромной поверхностью, которая адсорбирует молекулы воды и обменные катионы. Физически связанная адсорбированная образует и обменные гидратированные катионы на поверхности твердой фазы глинистых минералов слои с аномальными физическими свойствами (аномальные слои), отличающимися от свойств свободной воды. Присутствие в субкапиллярах глинистых коллекторов аномальных слоев воды оказывает существенное влияние на физические свойства глинистого коллектора, обуславливая их отличие от соответствующих физических свойств чистого коллектора (плотность, проницаемость, пористость и т.д.).

Глинистые минералы содержат химически связанную воду и радиоактивные элементы, что существенно влияет на показания методов радиометрии. Так, присутствие химически связанной воды обуславливает отличие пористости глинистых пород, полученной нейтронными методами, от их общей пористости, а увеличение содержания глинистого материала породе приводит к закономерному росту ее радиоактивности.

Таким образом, содержание в породе глинистого материала является одним из основных факторов, определяющих способность породы быть промышленным коллектором, но, с другой стороны, глинистость коллектора оказывает существенное влияние на физические свойства породы и петрофизические связи, лежащие в основе интерпретации ГИС. Это обусловило широкое применение методов ГИС для определения параметров глинистости продуктивных коллекторов, основанное на корреляционных связях показаний отдельных геофизических методов с параметрами глинистости. Получаемую информацию о глинистости используют для

решения задач об отнесении изучаемого объекта к коллектору или неколлектору, для оценки класса данного коллектора

Глинистость пород определяют по диаграммам ПС и ГК.

По диаграммам ПС определяют относительную глинистость  $\eta_{\text{гл}}$  для пород с рассеянной глинистостью используя зависимость  $\eta_{\text{гл}} = f(\alpha_{\text{пс}})$ .

По данным ГК, в породах, содержащих как рассеянный, так и слоистый глинистый материал, определяют объемную глинистость  $K_{\text{гл}}$  на основе корреляционной связи между показаниями  $\Delta I\gamma$  и величиной  $K_{\text{гл}}$  ( $K_{\text{гл}} = f(\Delta I\gamma)$ ).

### **Коэффициент нефтенасыщения ( $K_{\text{н}}$ )**

Поры в горных породах в природных условиях в естественном залегании, как правило, заполнены водой вместе с растворенными в ней солями, нефтью или газом. Содержание нефти в породе характеризуется коэффициентом нефтенасыщенности  $K_{\text{н}}$ , содержание воды – коэффициентов водонасыщения  $K_{\text{в}}$ .

Коэффициент нефтенасыщенности  $K_{\text{н}}$  равен отношению объема пор, заполненных нефтью к общему объему порового пространства породы.

$$K_{\text{н}} = V_{\text{н}} / V, \text{ где}$$

$V_{\text{н}}$  – объем пор занятых нефтью;  $V$  – общий объем пор.

Коэффициент водонасыщения  $K_{\text{в}}$  равен отношению объема пор, заполненных водой к общему объему порового пространства породы.

$$K_{\text{в}} = V_{\text{в}} / V, \text{ где}$$

$V_{\text{в}}$  – объем пор занятых водой;  $V$  – общий объем пор.

$$K_{\text{н}} + K_{\text{в}} = 1$$

Соотношение нефти, воды и газа в поровом пространстве нефтегазонысыщенных пород зависит от способности поверхности минерального скелета породы смачиваться или отталкивать от себя воду.

Первое из этих свойств получило название гидрофильности, а второе – гидрофобности.

На месторождениях углеводородов в природе преимущественно распространены гидрофильные пласты – коллекторы, у которых вода смачивает твердую фазу.

Коэффициент нефтенасыщения пластов, отдающих чистую нефть, колеблется от 50-60% у гидрофильных до 95 % у гидрофобных коллекторов.

Значения коэффициента нефтенасыщения меняются по вертикали геологического разреза месторождения углеводородов. В общем случае верхняя часть месторождения представлена плавающей на воде нефтяной залежью. Для нее характерно предельно высокие значения коэффициента нефтенасыщения. Водонефтяной контакт разделяет зону предельного насыщения и зону недонасыщения. В пределах последней значения  $K_n$  уменьшаются по экспоненте от максимальных, характерных для вышележащей зоны предельного насыщения, до критических, начиная с которых при испытании скважины получают уже не чистую нефть, а нефть с водой, а затем только воду.

Так как удельное сопротивление нефтеносной породы зависит от процентного содержания в ее порах нефти и воды (коэффициентов нефтенасыщения  $K_n$  и водонасыщения  $K_v$ ), минерализации пластовых вод, пористости породы, структуры порового пространства, литологии и т.п., то для полного или частичного исключения различных факторов (минерализации пластовых вод, пористости, и структуры порового пространства), влияющими на величину удельного сопротивления нефтеносных пород, вместо удельного сопротивления рассматривают отношение сопротивления нефтеносного пласта  $\rho_n$  к сопротивлению этого же пласта при 100%-ном заполнении его пор водой той же минерализации и температуры  $\rho_{вп}$ . Отношение

$R_{нас} = \rho_n / \rho_{вп}$  называют параметром насыщения (коэффициентом увеличения сопротивления), показывающий, во сколько раз увеличивается

удельное сопротивление водоносного пласта при частичном насыщении объема его пор нефтью или газом.

Между параметром насыщения и коэффициентом водонасыщенности существует обратная степенная зависимость

$$K_B = a \cdot P_H^n$$

где  $K_B$  – коэффициент водонасыщенности;  $a$  – коэффициент, определяющий сложность геометрии порового канала,  $n$  – показатель степени, зависящий от глинистости коллектора. Чем больше  $n$ , тем больше глинистость коллектора.

Параметр насыщения зависит от степени нефтенасыщенности пласта, характера распределения в нем воды и нефти, следовательно, от структуры порового пространства, литолого-петрографических свойств пород и физико-химических свойств пластовой жидкости.

Нефтенасыщенность в однородном коллекторе оценивают по данным каротажа сопротивления с использованием зависимости  $P_H = f(K_H, K_B)$ , полученной в лабораторных условиях для данного типа коллектора.

По удельному сопротивлению  $\rho_{п}$  продуктивного коллектора рассчитывают коэффициент водонасыщенности  $K_B$  пор.

Следовательно, в нефтенасыщенном коллекторе определяют коэффициент нефтенасыщения  $K_H$

$$K_H = 1 - K_B$$

Коэффициент водонасыщения  $K_B$  по величине  $\rho_{п}$  определяют следующим образом.

1. Определяют  $\rho_{п}$  исследуемого пласта по данным БКЗ или ИК.
2. Устанавливают  $K_{п}$  пласта одним из рассмотренных выше способов; затем находят по корреляционной связи  $P_{п} - K_{п}$  соответствующее значение  $P_{п}$  и с учетом  $\rho_{в}$  вычисляют  $\rho_{вп}$  по формуле:  $P_{п} = \rho_{вп} / \rho_{в}$ . Если

скважина пересекла пласт в водонефтяной зоне и интервал пластового пересечения содержит полностью водонасыщенную часть, величину  $\rho_{вп}$  определяют непосредственно по диаграммам БКЗ или ИК в этой части коллектора.

3. Рассчитывают  $R_n$  по формуле:  $R_n = \rho_{нп} / \rho_{вп}$ .

4. По зависимости  $R_n = f(K_v)$  для данного класса коллекторов, которую получают экспериментально в лабораториях на образцах данного коллектора, находят величину  $K_v$ , соответствующую значению  $R_n$ .

$$R_n = a / K_v^n$$

5. Вычисляют параметра  $K_n$ :  $K_n = 1 - K_v$ .

## **6.1. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НЕКОТОРЫХ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА СРЕДНЕВАСЮГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Вследствие того, что вскрытие продуктивных горизонтов и геофизические исследования в скважинах проводились на высокоминерализованном глинистом биополимерном растворе ( $\rho_p=0,1-0,063$  Омм), методика обработки и интерпретации ГИС значительно затруднена.

Так для определения коэффициента пористости возможно использование только методов радиоактивного каротажа ГГК-п и НКТ. Как было сказано выше, данные методы не позволяют однозначно определить значение  $K_p$ .

В частности, при определении  $K_p$  по данным НКТ на показания водородосодержания оказывают влияние многочисленные вышеприведенные факторы. В связи с этим внесение всех поправок оказывается практически невозможным.

При определении коэффициента пористости по данным ГГК-п необходимо иметь данные о  $\delta_j$  (плотность жидкости, заполняющей поровое пространство). Однозначное определение данного параметра невозможно, т.к. состав флюида заполняющего поры может быть различен.

Также необходимо отметить, что значения коэффициентов пористости определенных по данным НКТ и ГГК-п оказываются завышенными, т.к. данные методы позволяют определить лишь общую пористость.

Таким образом, радиоактивные методы (НКТ и ГГК-п) необходимо комплексировать с другими методами ГИС, которые дают более точные результаты при определении  $K_p$ .

При определении удельного электрического сопротивления пород  $\rho_p$  использование метода индукционного каротажа не представляется возможным из-за экранирующей высокопроводящей зоны проникновения

фильтрата бурового раствора. Обработка данных БКЗ затруднена высокой расчлененностью пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> многочисленными плотными и глинистыми прослоями, а также малой мощностью пропластков коллекторов.

Судя по сопротивлению бурового раствора и сопротивлению пластовых вод ( $\rho_B=0,085$  Ом) их минерализации очень близки, а следовательно и протекание процессов диффузии происходит крайне медленно. Кроме того, в зависимости от соотношения сопротивлений (а как следствие минерализации) в системе буровой раствор – пластовые воды диффузия в данном случае может быть как прямой, так и обратной. Малая диффузионно-адсорбционная активность, вызванная небольшим градиентом минерализации пластовых вод и бурового раствора, в значительной мере сглаживается в результате возникновения интенсивных токов ПС в низкоомной среде скважины. Реально наблюдаемый в этих условиях потенциал диффузионно-адсорбционной активности не превышает 20÷25 мВ, что не позволяет применять метод ПС не только для определения фильтрационно-емкостных свойств, но и для надежного выделения коллекторов.

В связи с этим определение коэффициентов глинистости и проницаемости также затруднительно, т.к. метод ПС является основным при определении данных параметров.

Таким образом, анализируя все выше сказанное, можно сказать, что для достоверного определения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Средневазюганского нефтяного месторождения необходимо при бурении скважин заменить глинистый биополимерный буровой раствор на глинистый раствор с низкой минерализацией ( $\rho_p > 1$  Ом).

В этом случае определение ФЭС сводится к следующему:

1. Определение коэффициентов пористости.

а). По данным метода ПС.

Метод самопроизвольной поляризации (ПС) на месторождениях Западной Сибири, и в частности, на Средневазюганском месторождении имеет наибольшее распространение в силу достаточной точности и наибольшей простоты реализации.

При определении  $K_p$  на Средневазюганском месторождении используется зависимость относительной амплитуды  $\alpha_{пс}$  и коэффициента пористости  $K_p$ .

Для продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> данная зависимость имеет вид:

$$k_p = 0,122A_{пс} + 0,087.$$

Данный метод позволяет определить коэффициент открытой пористости  $K_{п.о.}$

б). По данным радиоактивных методов (НКТ, ГГК-п).

Определение коэффициентов пористости по данным радиоактивных методов производится по методике описанной выше:

- по данным НКТ расчет  $K_p$  производится по зависимости вида  $J_{ННКТ} = f(K_p)$ .

определения  $K_p$  по данным ГГК-п производится по формуле  $K_p = (\delta_{ск} - \delta_p) / (\delta_{ск} - \delta_ж)$ ,

Для Средневазюганского месторождения  $\delta_{ск}$  (минеральная плотность скелета породы) принимается равной  $\delta_{ск} = 2,60$  г/см<sup>3</sup>;  $\delta_ж$  (плотность жидкости, заполняющей поровое пространство) принимают равной плотности фильтрата бурового раствора.

Данные методы позволяют оценить значения коэффициентов общей пористости, поэтому эти показания оказываются несколько выше значений определенных по  $\alpha_{пс}$ .

Для подсчета запасов рекомендуется принимать значения открытой пористости, определенные методом ПС, вследствие большей точности определения.

Далее по найденным значениям  $K_p$  рассчитывают значение параметра пористости. Для Средневасюгаского месторождения зависимость  $P_p=f(K_p)$  имеет следующий вид:

$$P_p=1,1385k_p^{-1,729}$$

Следующим шагом является расчет коэффициента глинистости.

## 2. Определение коэффициента глинистости ( $K_{гл}$ ).

Определение глинистости производится по данным метода ПС. Зависимость, по которой рассчитывается коэффициент глинистости основана на связи относительной амплитуды  $\alpha_{пс}$  с  $K_{гл}$ .

Для Средневасюгаского месторождения зависимость имеет следующий вид:

$$K_{гл}=0,569-1,06* \alpha_{пс}+0,51* \alpha_{пс}^2$$

Определенные таким образом значения  $K_{гл}$  практически совпадают с керновыми данными.

## 3. Определение коэффициента проницаемости ( $K_{пр}$ ).

Для оценки проницаемости коллекторов Средневасюгаского месторождения используется метод потенциалов собственной поляризации.

Основой для существования зависимости амплитуды  $\alpha_{пс}$  и  $K_{пр}$  является наличие обратной связи диффузионно-адсорбционной активности  $A_{да}$  с коэффициентом открытой пористости и прямой связи  $A_{да}$  с глинистостью гранулярного коллектора и связи этих параметров, но в обратном отношении, с проницаемостью.

Корреляционная зависимость между этими параметрами описывается уравнением:

$$\lg K_{\text{пр}} = 3,24 * \alpha_{\text{пс}} - 1,259$$

Результаты сопоставления значений  $K_{\text{пр}}$ , определенных по керну и методом ПС, показывают достаточно высокую эффективность данного метода.

#### 4. Определение нефтенасыщенности.

Методика определения коэффициента нефтенасыщенности продуктивного пласта Среднеvasюгаского месторождения основана на использовании зависимости:  $P_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$ . Зависимость имеет следующий вид:

$$K_{\text{в}} = 0,881(P_{\text{н}}^{-0,598}) + 0,05.$$

Параметр насыщения  $P_{\text{н}}$  может быть определен одним из трех вышеописанных способов.

Таким образом, геофизические исследования на данном месторождении показали:

Пласт Ю1 на Среднеvasюганском нефтяном месторождении неоднороден, в его границах выделяется несколько типов коллекторов.

Различные типы коллекторов различаются значениями ФЕС (пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности), корреляционными зависимостями между вышеперечисленными параметрами, уравнениями связи пористости с  $A_{\text{пс}}$  и электрическим параметром пористости.

Выявлены геофизические критерии (ПС, ГК, БК) отнесения коллектора к определенному типу.

Разделение коллектора Ю1 на типы и использование уравнений связи «геофизический параметр – свойства коллектора» для конкретных типов позволит увеличить однозначность интерпретации данных ГИС при оценке ФЕС и насыщения коллекторов.

## 7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2210	Шмойлова Дмитрия Дмитриевича

<b>Институт</b>	<b>ИТР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГЕОФ</b>
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	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>	Определение расходов на материально-технические, информационные и человеческие ресурсы
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ССН, Выпуск 3;9
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Российская система налогообложения

#### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Определение затрат, необходимых для выполнения полевых работ
<i>2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	Расчет необходимых инвестиций ООО «Томскгазпромгеофизика» для внедрения ИР
<i>3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	Составление сметы, где указаны основные расходы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

#### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кочеткова Ольга Петровна			

#### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2210	Шмойлов Дмитрий Дмитриевич		

### Расчет экономических показателей и сметы

Расчет затрат по видам работ производится на основании расценок по видам работ, принятых в ООО «Томскгазпромгеофизика». Сводные расценки, принятые на данном предприятии, основываются на Единых районных единичных расценках (ЕРЕР 2001 г, г. Уфа) с учётом повышающего инфляционного коэффициента.

Таблица 4 - Расчет затрат времени проектируемых работ.

№	Вид работ (метод)	Масштаб	Интервал, (м)		Объем	Ед. изм.	Норма времени, час/100м	Коэффициент	Итого времени на объем, (час)
			Кровля	Подшва					
1	Ст.каротаж, ПС	1:200	2300	2450	150	м	0,033x2	1,15	0,11
2	БКЗ, 5 зондов	1:200	2300	2450	150	м	0,033x5	1,15	0,28
3	Боковой каротаж	1:200	2300	2450	150	м	0,05	1,15	0,09
4	ИК	1:200	2300	2450	150	м	0,05	1,15	0,09
5	Микрокаротаж	1:200	2300	2450	150	м	0,135	1,15	0,23
6	Микробоковой каротаж	1:200	2300	2450	150	м	0,135	1,15	0,23
7	ВИКИЗ	час	2300	2450	1	час	1		1
8	Резистивиметрия	1:200	2300	2450	150	м	0,033	1,15	0,07
9	Акустический каротаж	1:200	2300	2450	150	м	0,125	1,15	0,21
10	Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)	1:200	2300	2450	150	м	0,25	1,15	0,43
11	Инклинометрия ч/з 10 м одним прибор	тчк	2300	2450	15	тчк	0,02	1,15	0,35
12	Каверномер	1:500	2300	2450	150	м	0,062	1,15	0,11
13	СПК	м			41090	м	0,018		7,40
14	ПЗР на базе	опер.			1	опер.	0,6		0,6
15	ПЗР на скважине	опер.			1	опер.	0,7		0,7
16	Проезд				25	км	50 км/ч		0,5
17	Тех дежурство	час			6	час	6		6
18	Вспом. работы	опер.			4	опер.	0,98		3,92
19	<b>Итого на одну скважину</b>								<b>22,32</b>

Таблица 5 - Основные расходы на проектно-сметные работы.

№ п/п	Статьи основных расходов	Коэф. загрузки	Зарплата мес (т/р)	Коэффициент	Итого
<b>I.</b>	<b>Основная: з/п</b>				
1.	Начальник экспедиции	0,3	35	1,5	15,75
2.	Ведущий геофизик	0,3	23	1,5	10,35
3.	Геофизик I категории	0,7	17	1,5	17,85
4.	Геофизик технолог	1	15	1,5	22,5
5.	Инженер сметчик	1	15	1,5	22,5
6.	Геолог I категории	1	12	1,5	18
7.	Техник-оформитель	0,8	11	1,5	13,2
	Итого осн. з/п				120,15
<b>II.</b>	<b>Дополнительная з/п 7,9 % от осн. з/п</b>				9,49
	<b><u>Итого ФЗП</u></b>				129,64
<b>III.</b>	<b>Отчисления на соц. страх. 26%</b>				33,70
<b>IV.</b>	<b>Материалы 15%</b>				19,44
<b>V.</b>	<b>Амортизация:</b>				
1.	Компьютеры 3%				3,88
2.	Здания 3%				3,88
<b>VI.</b>	<b>Услуги 5%</b>				6,48
<b>VII.</b>	<b>Транспорт 1%</b>				1,29
	<b>Итого: проектно-сметные работы (т/р):</b>				<b>198,31</b>

Таблица 6 - Расчет суммы основных расходов по видам работ.

Наименование исследований	Масштаб	Замеры и отборы производятся, м			Расценка	Коэффициент	Сумма, руб.
		От	До	Объем			
1	2	3	4	5	6	7	8
Ст. каротаж, ПС	1:200	2300	2450	150	10,46x2	1,29	3274,02
БКЗ, 5 зондов	1:200	2300	2450	150	9,46x5	1,29	7217,55
Боковой каротаж	1:200	2300	2450	150	11,93	1,29	1534,46
ИК	1:200	2300	2450	150	9,24	1,29	1787,94

Микрокаротаж	1:200	2300	2450	150	22,6	1,29	3792,6
Микробоковой каротаж	1:200	2300	2450	150	23,6	1,29	3792,6
ВИКИЗ	час	2300	2450	1	687,76	1,29	718,22
Резистивиметрия	1:200	2300	2450	150	8,46	1,29	1250,01
Акустический каротаж	1:200	2300	2450	150	112,71	1,29	7296,89
Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)	1:200	2300	2450	150	125,11	1,29	10663,8
Инклинометрия ч/з 10 м одним прибором	тчк	2300	2450	15	25,73	1,29	246,326
Каверномер	1:500	2300	2450	150	35,63	1,29	3024,41
СПК	м			41090	2,06	1,79	151515
ПЗР на базе	опер.			1	100,84	1,14	114,958
ПЗР на скважине	опер.			1	100,48	1,14	114,547
Тех дежурство	час			6	200,40	1,14	1370,74
Вспом. работы	опер.			4	100,48	1,14	458,189
<b>Итого стоимость комплекса на одну скважину</b>							<b>235745,03</b>

Таблица 7 - Общий расчет сметной стоимости геологического задания (СМ-1)

N п/п	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого (т.р.):
		Ед. изм.	Количество		
1	ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ				
А.	Собственно геологоразведочные работы:				
	- проектно-сметные	мес	1	198,31	198,31
	- полевые	скв	1	235,745	235,745
	- организация и ликвидация полевых работ	опер	1	0,20214	0,20214

Продолжение таблицы 7

	- камеральные и т.д.	%	100	235,745	235,745
Б.	Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	км	50	50р/км	2,5
	- транспортировка вахт (вертолет)	час	4	80	240
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	20	670,002	134,004
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	670,002	100,5003
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- полевые довольствия	%	2	670,002	13,40004
	- доплаты	%	10	670,002	67,0002
	- охрана природы	%	2	670,002	13,40004
5	ПОДРЯДНЫЕ РАБОТЫ				
6	РЕЗЕРВ	%	10	670,002	67,0002
ИТОГО сметная стоимость					1307,807
Договорная цена с учетом НДС (+ 18%)					<b>1543,21226</b>

## 8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2210	Шмойлову Дмитрию Дмитриевичу

<b>Институт</b>	<b>ИТР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГЕОФ</b>
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	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>Район работ расположен в Томской области, Каргасокском районе, на Среднеvasюганском нефтяном месторождении. Геофизические исследования скважин с целью выделения пластов-коллекторов. Геофизические работы в скважинах будут выполняться в осенне-зимний период (сентябрь-декабрь). Весь комплекс работ будет состоять из последовательных этапов: 1) подготовительные и заключительные работы на базе экспедиции; 2) подготовительные и заключительные работы на скважине; 3) геофизические исследования (в открытом стволе и в эксплуатационной колонне); 4) спуско-подъемные операции; 5) пересоединение скважинных приборов; 6) переезды на скважину и обратно.</p>
---	--

#### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующем порядке:          - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;          - действие фактора на организм человека;          - приведение допустимых норм с необходимой размерностью;          - предлагаемые средства защиты.</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующем порядке          - механические опасности (источники, средства защиты);</p>	<p>Опасные факторы на полевом этапе:  <i>Полевой этап:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Электрический ток</li> <li>2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</li> <li>3. Пожароопасность</li> </ol> <p><i>Камеральный этап:</i>          Вредные факторы на камеральном этапе:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отклонение показателей микроклимата в помещении</li> <li>2. Недостаточная освещенность рабочей зоны</li> <li>3. Электрический ток.</li> </ol>
--	---

- термические опасности (источники, средства защиты);	4. Пожароопасность
<b>2. Экологическая безопасность:</b> -анализ воздействия объекта на атмосферу(выбросы); -анализ воздействия объекта на гидросферу(сбросы); -анализ воздействия объекта на литосферу(отходы); -разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Проведение геофизических работ на скважине сопровождается: - загрязнение атмосферного воздуха; - нарушение почвенного и растительного покровов, уплотнение грунтов; - загрязнение водоемов; - изменение среды обитания растений и животных; - шумовое загрязнение территории. Проектом предусматривается выполнение мероприятий по охране окружающей среды по следующим направлениям: – сохранение почвенно-растительного слоя и травяного покрова; – охрана водной среды (поверхностных водотоков, грунтовых вод); охрана воздушной среды; охрана животного мира и обращение с отходами.
<b>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</b> -перечень возможных ЧС на объекте; -выбор наиболее типичной ЧС; -разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; -разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Чрезвычайные ситуации по сфере возникновения разделяются на техногенные (производственные), природные(стихийные бедствия) и экологические. Проектом предусматривается разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.
<b>4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b> -специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Правовые нормы трудового законодательства при организации работы вахтовым методом

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2210	Шмойлов Дмитрий Дмитриевич		

В данном дипломном проекте рассмотрен комплекс геофизических исследований скважин на стадии разработки Среднеvasюганского нефтяного месторождения для оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Район работ расположен в Томской области, Каргасокском районе, на Среднеvasюганском нефтяном месторождении. Работы проводятся в межсезонье (август-декабрь), дороги в хорошем состоянии как летом, так и зимой.

В геоморфологическом отношении территория района представляет собой слабо расчлененную заболоченную равнину с развитой речной сетью. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +74 м в пойменных частях рек до +115 м на водоразделах. Большая часть территории водоразделов залесена. Породы деревьев различны, однако большинство хвойных (ель, сосна, пихта, кедр), изредка встречаются осина и берёза.

Берега рек обычно заболочены, но местами крутые и сильно залесены. В нижнем течении рек формируются широкие поймы, покрытые густым кустарником. В поймах рек образуются незамерзающие в зимнее время мелкие озера и болота.

Климат континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура в зимний период составляет  $-20$  -  $-25$  °C, иногда до  $-40$  -  $-50$  °C.

Лето короткое, теплое (температура в июле - самом жарком месяце лета поднимается до  $+30$  -  $+32$  °C).

На запроектированном участке работ будет проводиться комплекс геофизических исследований с целью оценки нефтеносности разрезов.

### **8.1. Производственная безопасность**

Выполнение работ ГИС на Среднеvasюганском месторождении осуществлялось в полевых и камеральных условиях.

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанные с особенностями методики измерений (ненормированный рабочий день, тяжелые погодные условия проведения работ, переезды и т.д.),

конструктивными особенностями исследовательской аппаратуры (работа с электрическим током, радиоактивными веществами, негабаритными и тяжёлыми механическими приборами, 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 [30].

В таблице 8 приведены основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

## **АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ (техника безопасности)**

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-74 [11].

Таблица 8 *Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы*

Этапы работ	Наименование запроектованных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [10])		Нормативные Документы
		Опасные	Вредные	
Полевой	Геофизические исследования в скважинах:	1. Электрический ток	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	ГОСТ 12. 1.0 19-79 [12] ГОСТ 12.1.030-81 [13] ГОСТ 12.1.038-82 [15]
	КС, ПС, ГК, БКЗ, МКЗ, ИК, БК, МБК, ВИКИЗ, НКТ, ГГК-ЛП, кавернометрия, инклинометрия	2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	2. Превышение уровней шума	ГОСТ 12.1.003-83 [16] ГОСТ 12.2.003-91 [19] ГОСТ 12.2.062-81 [14] ГОСТ 12.4.125-83 [17]
		3. Пожароопасность	3. Недостаточная освещенность рабочей зоны (в ночное время суток)	СНиП 21-01-97 [28] ГОСТ 12.1.004-91 [20]
			4. Превышение уровня ионизирующих излучений	ОСПОРБ-99 [21]
Камеральный	Интерпретация и обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров	1. Электрический ток	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении	ГОСТ 12.1.006-84 [7] СанПиН 2.2.4.548-96 [26] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [10] СНиП 23-05-95 [11]
		2. Пожароопасность	2. Недостаточная освещенность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.004-91 [8] ГОСТ 12.1.045-84 [31]

## ***ПОЛЕВОЙ ЭТАП***

### **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 [11].

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81 [13], ГОСТ 12.1.019-79 [12], ГОСТ 12.1.038-82 [15]).

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:

- устройством электроустановок таким образом, 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 планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний устройством зануления;
- 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. Электрзащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000 В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000 В диэлектрические калоши, коврики и подставки. [19]

## **2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажно-демонтажных работах на скважине и др [19].

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [14], ГОСТ 12.4.125-83 [17], ГОСТ 12.2.003-91 [19]).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника 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). 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.

## ***КАМЕРАЛЬНЫЙ ЭТАП***

### **1. Электрический ток**

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть.

Инженер - интерпретатор работая с персональной ЭВМ может подвергнуться поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к токоведущим частям находящимся под напряжением либо во время его ремонта. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [15].

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 [13], ГОСТ 12.1.019-79 [12], ГОСТ 12.1.038-82 [15]).

Помещение, где расположены компьютеры, относится по категории помещений по опасности поражения электрическим током к помещениям без повышенной опасности согласно ПУЭ [23], в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (к опасным относятся следующие условия: сырость ( $>75\%$  влажность) или токопроводящая пыль; токопроводящие полы; высокая температура ( $>30^{\circ}\text{C}$ ); 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 [12] и ГОСТу 12.1.038-82 [15].

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 В переменного тока и 110 В постоянного тока относительно земли, без заземления токоведущих частей [11].

**АНАЛИЗ ВРЕДНЫХ ФАКТОРОВ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ  
УСТРАНЕНИЮ (производственная санитария)  
ПОЛЕВОЙ ЭТАП**

**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.[11].

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Каргасокском районе Томской области, где климат района континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура в зимний период составляет -20 - 25 °С, иногда до -40 - 50°С. Зимний период продолжается в среднем 180-185 дней (с ноября по апрель). Толщина снежного покрова достигает 0,48 – 0,6 м, промерзаемость грунта 1,0-1,2 м. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль.

Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. В Постановлении №29а от 11.02.2011г. о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре -27°С, -29°С с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре -30°С, -35°С без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час

работы. При температуре  $-35^{\circ}\text{C}$ ,  $-39^{\circ}\text{C}$  с ветром силою не более 3 баллов, без ветра  $-40^{\circ}\text{C}$  – работы на открытом воздухе прекращаются. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка - ушанка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки.

## **2. Превышение уровня шума**

Основными источниками шума при работе являются: дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

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 [16] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [27]. В указанных нормативных документах 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 табл. 9 представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

**Таблица 9 *Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-83)***

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	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	99	92	86	83	80	78	76	74	85

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. 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;

установки звукоизолирующих и звукопоглощающих преград в виде экранов, перегородок, кожухов, кабин, облицовки стен, потолков, использование глушителей и др.

использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлем и т. п.) [16].

### **3. Недостаточная освещенность рабочей зоны**

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 10 Осветительным прибором является лампа накаливания.

Таблица 10 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
Стены	500
Рабочий стол	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 [11].

### **4. Превышение уровня ионизирующих излучений**

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ). Источниками ионизирующего излучения служат плутоний-бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивные изотопы цезия.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой ожег,) и стохастические (вероятностные) беспороговые эффекты( злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Острые поражения развиваются при однократном равномерном гамма-облучении всего тела и поглощенной дозе выше 0,25 Гр. При дозе 0,25...0,5

Гр могут наблюдаться временные изменения крови, которые быстро нормализуются. В интервале дозы 0,5...1,5 Гр возникает чувство усталости, менее чем у 10% облученных могут наблюдаться рвота, умеренные изменения в крови. При дозе 1,5...2,0 Гр наблюдается легкая форма острой лучевой болезни, которая проявляется продолжительной лимфопенией, 30-50 случаев – рвота в первые сутки после облучения. Смертельные исходы не регистрируются [12].

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений согласно ОСПОРБ – 99 [21].

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение длительности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с И.И., подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест (табл.11).

Таблица 11 ***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 предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ;
- выполнять операции с источниками излучений в течение непродолжительного 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.

***К основным параметрам радиоактивного заражения относятся:***

1. Уровень радиации (доза), который показывает какую дозу может получить в единицу времени, обозначается буквой Р (р/час), (рад/час), а доза – рентген (Р), (рад).

2. Степень зараженности поверхности объекта (мр/час). Уровень радиации на местности, степень зараженности поверхности различных объектов радиоактивными веществами определяют по показаниям дозиметрических приборов (ДП – 5В, ИД – 1 и т.д.).

## ***КАМЕРАЛЬНЫЙ ЭТАП***

### **1. Отклонение показателей микроклимата в помещении**

Показатели микроклимата: температура, влажность, скорость воздуха, тепловое излучение. Метеорологические условия для рабочей зоны

производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 [18] и СанПиН 2.2.4.548-96 [26]. 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, согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [29]. На организм человека большое влияние оказывает относительная влажность воздуха. Скорость движения воздуха также оказывает влияние на функциональную деятельность человека.

Таблица 12 *Оптимальные 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°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

В таблице 12 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 вытяжную вентиляцию. Расчет необходимого количества воздуха для местной системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения согласно СНиП 2.04.05-91 [24]. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка. Нормы подачи свежего воздуха в помещения, где расположены компьютеры приведены в табл. 13. В моем случае – это помещения объемом до 20м<sup>3</sup> на человека.

**Таблица 13 Нормы подачи свежего воздуха в помещения, где расположены компьютеры (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)**

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого воздуха, м <sup>3</sup> / на одного человека в час
Объем до 20 м <sup>3</sup> на человека	Не менее 30
20-40 м <sup>3</sup> на человека	Не менее 20
Более 40 м <sup>3</sup> на человека	Естественная вентиляция
Помещение без окон и световых фонарей	Не менее 60

## **2. Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23-05-95 [25]. 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.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. 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.

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемыми жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

На случай внезапного (при аварии) отключения рабочего освещения существует аварийное освещение.

Освещение помещений вычислительных центров должно быть смешанным. При выполнении работ категории высокой зрительной точности величина коэффициента естественного освещения (КЕО) должна быть не ниже 1,5 %, а при зрительной работе средней точности КЕО должен быть не менее 1 %. Требования к освещенности в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой точности общая освещенность должна составлять 300 лк, комбинированная - 750 лк; при выполнении работ средней точности - 200 и 300 лк соответственно [25].

## 8.2. Пожарная и взрывная 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. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [20].

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 -1 шт. (на каждую машину) марки ОП-5.
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, курение;
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества.

Согласно НПБ 105-03 [22] помещения и здания по пожаровзрывной и пожарной опасности классифицируются на категории А, Б, В, Г и Д. Помещения камеральные относятся к категории В - пожароопасное, т.е. помещения, в которых есть горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

Согласно ПУЭ [23] классом зоны пожароопасности этих помещений является П - 2а, т.е. это зона, расположенная в помещениях, в которых обращаются твёрдые горючие вещества.

***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. Подъемники каротажной станции снабжены искрогасителями.

Работа по предотвращению удара молнии, использование громоотводов заземлителей (электродов помещенных в грунт).

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.

### **8.3. Экологическая безопасность**

Геофизические работы не являются существенным источником загрязнения водоемов. Сбросы загрязняющих веществ, превышающие установленные ПДК, могут произойти только при авариях автотранспорта (утопление техники в болоте, опрокидывание техники и т.д.). В случае возникновения таких ситуаций ущерб, причиненный водным ресурсам, будет возмещаться в соответствии с действующим законодательством.

Организация движения техники по площади работ предполагает минимизировать пересечение водных объектов, требующих сооружения ледовых переправ и оборудованных съездов.

При выполнении работ потребление воды будет использоваться только для бытовых нужд. Источниками водопотребления будут поверхностные воды (реки, ручьи, снег). Загрязнение воды не планируется, поэтому в расчётах на компенсацию ущерба, наносимого окружающей среде, не учитываются.

Учитывая природные условия площади работ, виды и объемы геологоразведочных и сопутствующих им работ, проектом

предусматривается выполнение мероприятий по охране окружающей среды по следующим направлениям: сохранение почвенно-растительного слоя и травяного покрова; охрана водной среды (поверхностных водотоков, грунтовых вод); охрана воздушной среды; охрана животного мира и обращение с отходами.

### **1. Сохранение почвенно-растительного слоя и травяного покрова**

Для подъезда к участку работ, перемещения геофизической станции, перевозки оборудования и персонала планируется максимально использовать уже существующие грунтовые дороги. Для сохранения плодородного слоя при строительстве и профилировании временных грунтовых дорог, а также при планировке площадок под буровые установки предусматривается его складирование по краям дорог и площадок в бурты. Для предотвращения водной эрозии и предотвращения образования оврагов предусматривается восстановление нарушенного при профилировании грунтовых дорог и строительстве буровых площадок рельефа местности. По окончании буровых работ ранее складированный плодородный слой равномерно разравнивается в пределах отработанных площадок и полотна грунтовых дорог.

Состав бытовых отходов в местах проживания геофизической партии (бригады) не токсичен: металлические консервные банки, пластиковые бутылки и мешочки, стекло (бутылки, банки), бумага (окурки, упаковочный материал, газеты и т.д.), тряпки, пищевые отходы (очистки, кости и т.д.). Предполагается часть этих отходов утилизировать на месте, а часть вывезти на базу экспедиции и сдать в пункты вторсырья (стеклотара) или вывезти на специализированные полигоны складирования и утилизации отходов (пластик). Битая стеклотара инертна и по своим свойствам абсолютно идентична обломкам природных силикатных пород. Тем не менее, во избежание травм мелкой фауны (мыши, землеройки, земноводные и пресмыкающиеся), осколки стекла будут захоронены в выгребных ямах. Консервные банки будут отождены в печках, сплющены и захоронены

(засыпаны) в выгребных ямах. В выгребных ямах будут также захоронены и пищевые отходы.

## **2. Охрана водной среды**

Геологоразведочные работы будут проводиться за пределами охранных зон рек и ручьев в соответствии с их шириной, установленной для рек Томской области.

Для предотвращения смыва дождевыми водами в реки и ручьи технического мусора, остатков горюче-смазочных материалов и других при планировке площадок и мест временного хранения горюче-смазочных материалов предусматривается обваловка площадок земляным валом высотой не менее 1 м.

Для сохранения и исключения загрязнения горизонтов подземных вод в проекте предусмотрены мероприятия по ликвидационному тампонированию скважин.

Породный керн после проведения каротажа будет ликвидирован путем сбрасывания в зумпф. Геохимические исследования пород района работ показали отсутствие примесей радиоактивных и токсичных веществ ГОСТ 17.1.3.13-86 [32].

## **3. Охрана воздушной среды**

Источниками загрязнения воздушной среды будут являться дизельные двигатели буровых установок, дизельные электростанции, используемые для освещения и отопления, жилых и бытовых вагон-домов и приготовления пищи, автотракторная техника.

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных дизельных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ. Ремонт дизельной техники будет производиться на базе предприятия с обязательной проверкой после ремонта состава отработанных газов и количества выбрасываемых загрязняющих веществ и приведением их в соответствие с техническими данными агрегатов.

На весь период работ, для перевозки грузов и персонала, будут использованы автомобили УРАЛ – 4320, для строительства дорог – бульдозер Б-170 М-1.01 ЕН. К работе будет допускаться только исправная техника, исключаящая загрязнение воздушной среды отработанными газами сверх предусмотренного техническими характеристиками ГОСТ 17.2.1. 03-84 [35].

#### **4. Охрана животного мира**

На участке проведения полевых работ массовых миграций крупных диких животных не происходит, поэтому специальных мероприятий по их защите не предусматривается. Для предотвращения гибели мелких животных предполагается оборудовать мусорные ямы крышками; все ямы и зумпф после окончания работ на каждой проектной точке будут засыпаны в ходе работ по восстановлению рельефа и почвенного слоя.

#### **5. Контроль сбросов вредных химических веществ**

В рамках работы лаборатории проводится контроль сбросов вредных химических веществ посредством регулярного отбора и последующего лабораторного анализа. Контроль осуществляется в выпусках в сточные воды и точках отведения стоков.

### **8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

Классификация ЧС по основным признакам:

#### **1. По сфере возникновения:**

- техногенные;
- природные;
- экологические;
- социально-политические и др.

#### **2. По ведомственной принадлежности:**

- в промышленности;
- в сельском хозяйстве и лесном хозяйстве;
- в строительстве и др.

3. По масштабу возможных последствий:

- глобальные;
- региональные;
- местные.

4. По масштабу и уровню привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.

5. По сложности обстановки и тяжести последствий.

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы.

До проведения исследований "заказчик" подготавливает скважину. Буровое оборудование должно быть исправным. На скважине должен быть установлен превентор. Скважина должна быть залита буровым раствором до устья.

Электроустановки должны быть исправны.

Начальник геофизической партии проверяет проведенные подготовительные работы.

Составляется акт на проведение геофизических исследований, за подписями бурового мастера, представителя заказчика, электрика. При работах в действующих скважинах также подписывается работник противofонтанной службы.

При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противofонтанной и пожарной службы.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена.

## **8.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Правовую основу обеспечения безопасности составляют Конституция Российской Федерации, общепризнанные принципы и нормы международного права, международные договоры Российской Федерации, федеральные конституционные законы, настоящий Федеральный закон, другие федеральные законы и иные нормативные правовые акты Российской Федерации, законы и иные нормативные правовые акты субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, принятые в пределах их компетенции в области безопасности [44].

Безопасные условия труда на производстве определяются должностными инструкциями и инструкциями по охране труда, производственной санитарии и промышленной и пожарной безопасности.

Кроме того, создаются нормальные санитарно-гигиенические условия труда; проводятся своевременные обучения и инструктирования работающих безопасности труда, рабочие обеспечены средствами индивидуальной защиты, спецодеждой и спецобувью. Организовано лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание работающих; расследование и учет несчастных случаев, профзаболеваний и аварий.

Геофизические организации, деятельность которых связана с освоением нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, должны руководствоваться требованиями и положениями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности; Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах (утверждены совместным приказом Министерства топлива и энергетики России и Министерства природных ресурсов России от 28 декабря 1999 года N 445/323); Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, 2001, N 29), и иными федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности.

### **8.5.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Знание и соблюдение трудового и гражданского кодекса, а также налогового законодательства Российской Федерации является важной обязанностью технолога предприятия. При этом работу вахтовым методом строго регламентируют статьи 297-302 главы 47 трудового кодекса Российской Федерации. В федеральных государственных учреждениях и органах порядок выплаты и размер надбавки за вахтовый метод работы устанавливаются нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации.

Лица до 18 лет, к проведению геофизических работ не допускаются.

Лица, выполняющие работы должны быть обучены и допущены к работам после проверки знаний в соответствии с требованиями правил охраны труда, пожарной, промышленной и противодиверсионной безопасности.

Геофизические работы проводятся по утвержденному плану, с указанием мероприятий по безопасности; под руководством ответственного инженерно-технического работника и с соблюдением действующих инструкций.

### **8.5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Оснащение рабочего места должно обеспечивать безопасные условия труда, охрану здоровья и длительное сохранение работоспособности работающих.

На рабочих местах должны быть средства пожаротушения и другие средства, используемые в аварийных ситуациях.

При работе на открытом воздухе в холодный период года должна предусматриваться помещения для обогрева, сушки спецодежды и обуви и теплый туалет.

Если для защиты от неблагоприятных воздействий опасных и вредных производственных и природных факторов используется кабина, то ее конструкция должна обеспечивать необходимые защитные функции, включая создание оптимальных микроклиматических условий, удобство выполнения

рабочих операций и хороший обзор производственного оборудования и окружающего пространства.

Объем производственного помещения, приходящийся на одного работающего, составлять не менее 15 м<sup>3</sup>, а площадь – не менее 4,5 м<sup>2</sup>.

Высота помещений от пола до низа выступающих частей коммуникаций и оборудования в местах регулярного прохода людей должна быть не менее 2 м, а в местах нерегулярного прохода – не менее 1,8 м.

Взаимное расположение и компоновка рабочих мест должны обеспечивать безопасный доступ, безопасные действия с материалами, заготовками, полуфабрикатами, а также удобное техническое обслуживание и ремонт производственного оборудования, кратчайшие подходы (по возможности, не пересекающие транспортные пути) к рабочим местам и возможность быстрой эвакуации при аварийной ситуации. Пути и проходы должны быть обозначены и иметь достаточную освещенность [15].

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда). Учеб. пос. для вузов// П. П. Кукин, В. Л. Лапшин и др.-М.: Высш. Шк., 1999г-318 с.
2. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/ С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьянов и др.: Под общ. ред. С.В.Белова. 2-е изд., испр. и доп.- М.: высш.шк., 1999г.-448с.
3. Буевич А.С. Компьютеризированный аппаратно-методический комплекс для геофизических исследований, действующих скважин.- Тверь.: Тверьгеофизика,1998г.
4. Геофизические методы исследования / под ред. В.К. Хмелевского. - М.: Недра, 1988г.
5. Дахнов В.Н. “Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщение горных пород”. М., Недра, 1975г.
6. Ерофеев Л.Я., Вахромеев Г.С, Зинченко В.С., Номоконова Г.Г. Физика горных пород: учебник для вузов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006г.
7. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Г. Геофизические исследования в скважинах. М., Недра, 1982г.
8. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1987г.
9. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра 1998г.
10. Комплексирование методов разведочной геофизики: Справочник геофизика/Под ред. В.В.Бродового, А.А. Никитина. – М.: Недра, 1984г.
11. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
12. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
13. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

14. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
15. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
16. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
17. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
18. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
19. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
21. ОСПОРБ – 99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
22. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
23. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
24. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
25. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
26. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997. – с. 12.
27. СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
28. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах - М.: Недра, 2001.

29. Е. В. Семенов, Т. Е. Крутова, Р. Р. Галеев и др. Литолого-плотностной каротаж двухзондовыми установками гамма-гамма-каротажа // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 137-138.

30. В. Р. Хаматдинов, В. А. Велижанин и др. Спектрометрическая аппаратура литолого-плотностного гамма-гамма-каротажа серии СГПЛ: технологические особенности и результаты производственных испытаний // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 129.