

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

---

Институт природных ресурсов

Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки

Специализация Геофизические методы исследования скважин

Кафедра геофизики

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема работы

**КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С  
ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ МЕЛОВОГО РАЗРЕЗА И ОЦЕНКИ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ  
НА ЛЯНТОРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ  
(СУРГУТСКИЙ РАЙОН)**

УДК553.98:550.83:551.763(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Аргунов Альберт Алексеевич		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Геология»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кныш С.К.	К.Г-М.Н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизики	Лукин А.А.	К.Г-М.Н.		

Томск – 2017 г.

## 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 задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Лукин А.А.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
222А	Аргунову Альберту Алексеевичу

Тема работы:

Комплексные геофизические исследования скважин с целью изучения мелового разреза и оценки свойств коллекторов на Лянторском нефтегазоконденсатном месторождении (Сургутский район)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2017, № 763/с
---	---------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2017
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Материалы, собранные во время производственной преддипломной практики на предприятии ОАО «Сургутнефтегаз» в тресте «Сургутнефтегеофизика». Опубликованная литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Географо-экономический очерк района работ. 2. Краткая геолого-геофизическая изученность района. 3. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. 4. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. 5. Основные вопросы проектирования. Задачи

	<p>ГИС. Обоснование объекта исследования. ФГМ объекта и обоснование геофизического комплекса.</p> <p>6. Методика проектных геофизических работ и интерпретация геофизических данных.</p> <p>7. Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение.</p> <p>8. Социальная ответственность</p>
<b>Перечень графического материала</b>	<p>1. Местоположение Лянторского месторождения.</p> <p>2. Обзорная карта территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз».</p> <p>3. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты.</p> <p>4. Структурная карта по кровле горизонта АС9.</p> <p>5. Геологический разрез пластов АС<sub>9-11</sub>.</p> <p>6. ФГМ Лянторского месторождения</p> <p>7. Результаты геофизических исследований разреза скв.3338.</p>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Геологическая часть	Кныш С.К.
Экономическая часть	Кочеткова О.П.
Социальная ответственность	Задорожная Т.А.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Реферат	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	06.02.2017
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Аргунов Альберт Алексеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
222А	Аргунову Альберту Алексеевичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Геофизики
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	Технологии геологической разведки

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Данные о стоимости материально-технических ресурсов взяты из справочника «Производственноотраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ПОСН 81-2-49</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Единый социальный налог</i>

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

<i>1. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет стоимости проекта комплексных геофизических исследований скважин с целью изучения мелового разреза и оценки свойств коллекторов на Лянторском месторождении.</i>
--	--

**Перечень графического материала:** отсутствуют

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ст. преподаватель	Кочеткова О.П.			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
222А	Аргунов Альберт Алексеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
222А	Аргунову Альберту Алексеевичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Геофизики
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	Технология геологической разведки

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p><b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения.</b></p>	<p><i>Объектом исследования является проектная скважина на Лянторском месторождении. Участок геофизических работ находится в лесной зоне. Климат резко континентальный. Выполнение работ ГИС на Лянторском месторождении осуществляется в полевых и камеральных условиях. Цель работы – проектирование комплекса геофизических исследований скважин с целью изучения мелового разреза и оценки свойств коллекторов на Лянторском месторождении.</i></p>
--	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p><b>1.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению (производственная санитария)</b></p> <p><b>1.2. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению (техника безопасности)</b></p>	<p><i>Вредные факторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе и в помещении;</li> <li>2. Повышение уровней шума;</li> <li>3. Недостаточная освещенность рабочей зоны (а также в ночное время суток);</li> <li>4. Превышение уровня ионизирующих излучений.</li> </ol> <p><i>Опасные факторы:</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><b>2. Экологическая безопасность</b></p>	<p>В данном разделе рассматривается пагубное влияние геофизических исследований скважин на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• литосферу;</li> <li>• гидросферу;</li> <li>• атмосферу.</li> </ul>

<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	В данном разделе приводится понятие ЧС, классификация ЧС, а также мероприятия, которые проводят при аварии.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93 (Организационные вопросы по работе на скважине).

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Задорожная Татьяна Анатольевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Аргунов Альберт Алексеевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 138 с., 25 рис., 20 табл., 34 источников, 2 прил.

Ключевые слова: комплексные геофизические методы, Лянторское месторождение, оценка фильтрационно-емкостных свойств, физико-геологическая модель.

Объектом исследования является Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение.

Цель работы – проектирование комплексных геофизических исследований скважин с целью изучения мелового разреза и оценки свойств коллекторов на Лянторском месторождении (Сургутский район).

В процессе исследования проводилось изучение геологического строения Лянторского месторождения (стратиграфия, тектоника и нефтегазоносность). Были проанализированы результаты геофизических исследований ранее проведенных геофизических исследований на Лянторском месторождении.

В результате исследования была построена физико-геологическая модель объекта и запроектирован комплекс геофизических исследований для решения поставленных задач: литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, оценка характера насыщения, уточнение положения ГНК.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: данный комплекс методов подходит к месторождению и решает поставленные геологические задачи.

Область применения: проведение геофизических исследований на Лянторском нефтегазоконденсатном месторождении.

## **ABSTRACT**

Graduation qualification work 138 pages, 25 pictures, 20 tables, 34 sources, 2 addendum.

Keywords: complex of geophysical methods, Lyantor deposit, rating reservoir properties, physical-geological model.

The object of research is Lyantor oil-gas condensate deposit.

The purpose of work is projecting complex of geophysical researches in well to research cretaceous structure and rate the qualities of reservoir of Lyantor deposit (Surgut region).

During the researching of Lyantor deposit there were investigated geological structure (stratigraphy, tectonics and oil-gas content).Also was analyzed the findings of previous researches on Lyantor deposit.

The findings of research were used to design a physico-geological model of object and projected complex of geophysical researches of solving next tasks: interlayering, identify reservoirs, rating reservoir properties, rating fluid content, describing the state of gas-oil contact. Main constructive, technological and technologico-exploitational qualities: current complex of methods suits for a deposit and solves our geological tasks.

Field of application: providing geophysical researches on Lyantor oil-gas condensate deposit.

## Список сокращений

- БКЗ – Боковое каротажное зондирование;
- БК – Боковой каротаж;
- ВИКИЗ – Высокочастотное индукционное каротажное  
изопараметрическое зондирование;
- АК – Акустический каротаж;
- ВНК – Водонефтяной контакт;
- ГК – Гамма каротаж;
- ГИС – Геофизические исследования в скважинах;
- ГНК – Газонефтяной контакт;
- ИК – Индукционный каротаж;
- НКТ – Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- ПС – Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;
- ПЖ – Промывочная жидкость;
- ОСПОРБ – Основные принципы обеспечения радиоактивной  
безопасности;
- ПБ – Правила безопасности;
- ГОСТ – Государственный стандарт;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- УЭС – Удельное электрическое сопротивление
- ФГМ – физико-геологическая модель;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

## **НЕПУБЛИКУЕМЫЕ ГЛАВЫ**

Исключены:

1 глава «Общие сведения об объекте исследования» содержащая 6 страниц с 16 по 21 стр., 2 рисунка. В главе содержится географо-экономический очерк района работ и краткая геолого-геофизическая изученность района.

2 глава «Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования» содержащая 26 страниц с 22 по 47 стр., 5 рисунков. В главе содержится литолого-стратиграфический разрез, тектоника и нефтегазоносность Лянторского месторождения.

Данные главы исключены по причине коммерческой тайны предприятия ОАО «Сургутнефтегаз».

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1. Общие сведения об объекте исследования.....	16
1.1. Географо-экономический очерк района работ.....	16
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность района .....	19
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования .....	22
2.1. Литолого-стратиграфический разрез .....	22
2.2. Тектоника.....	27
2.3. Нефтегазоносность.....	32
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований .....	48
4. Основные вопросы проектирования .....	52
4.1. Задачи геофизических исследований.....	52
4.2. Обоснование объекта исследования .....	52
4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования.....	54
4.4. Выбор методов и обоснование комплекса геофизических исследований .....	57
5. Методические вопросы.....	63
5.1. Методика проектных геофизических работ .....	63
5.1.1. Применяемая аппаратура и оборудование .....	63
5.1.2. Метрологическое обеспечение .....	69
5.2. Интерпретация геофизических данных .....	72
6. Специальное исследование .....	78
6.1. Термометрия нагнетательной скважины: теория и практика.....	78
6.2. Теория температурного поля нагнетательной скважины .....	79
6.2.1. Аналитические выражения для изменения температуры в стволе нагнетательной скважины .....	79
6.2.2. Теплообмен в стволе нагнетательной скважины.....	82
6.2.3. Теоретические термограммы действующих скважин.....	83
6.3. Модели температурных кривых нагнетательной скважины .....	85
6.4. Анализ результатов термометрии нагнетательных скважин.....	89

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	99
7.1. Таблица видов и объемов проектируемых работ .....	99
7.2. Расчет затрат времени, труда и оборудования по видам работ .....	101
8. Социальная ответственность .....	108
8.1. Производственная безопасность .....	108
8.1.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению ( <i>производственная санитария</i> ).....	110
8.1.2. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению ( <i>техника безопасности</i> ) .....	118
8.2. Экологическая безопасность.....	124
8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	126
8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	128
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	132
Список использованных источников .....	133
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....	136
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	138

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство нефтегазовых месторождений в Западной Сибири находятся на стадии падающей добычи или на завершающей стадии разработки. Для таких месторождений особенно важно правильное регулирование разработки с целью максимального извлечения остаточных запасов углеводородов. Одним из крупнейших нефтегазовых месторождений является Лянторское месторождение ОАО «Сургутнефтегаз».

Основной целью проекта является выбор оптимального комплекса ГИС для решения геологических задач: литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, оценка характера насыщения коллекторов, а также уточнение положения газонефтяного контакта.

В общей части рассматривается географо-экономический очерк района работ, краткая геолого-геофизическая изученность района, геолого-геофизическая характеристика объекта исследования с описанием литолого-стратиграфического разреза, тектоники, нефтегазоносности, так же проведен анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.

В специальной части представлена термометрия нагнетательных скважин.

На основе анализа опасных и вредных факторов, выявленных для проектируемых работ, предложены мероприятия по их устранению, а также разработаны мероприятия производственной и экологической безопасности.

В финансовом менеджменте приводится расчет всех проектируемых работ, а также сметная стоимость проекта.

Учитывая особенности данного месторождения в дипломном проекте будет разработан и предложен оптимальный комплекс геофизических методов на Лянторском месторождении.

### **3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований**

Для анализа геофизических исследований скважин на Лянторском месторождении была взята скважина №3338 (рис. 3.1 и 3.2), которая вскрыла следующие продуктивные горизонты: АС<sub>9</sub>, АС<sub>10</sub> и АС<sub>11</sub> меловой системы, верхней части вартовской свиты.

Разрез скважины был исследован в интервале от 2116 до 2164 м следующими геофизическими методами:

- Метод потенциалов собственной поляризации (ПС);
- Боковой каротаж (БК);
- Индукционный каротаж (ИК);
- Потенциал-зонд (ПЗ);
- Гамма-каротаж (ГК);
- НКТ.

Глины в данном разрезе отличаются положительной аномалией по ПС, высокими значениями естественной радиоактивности  $I_{\gamma}$  и более высокими значениями электропроводности по кривой ИК. Кроме того, наблюдается уменьшение значений по НКТ, относительно более высоких значений по НКТ для песчаников.

Плотные породы выделяются низкими значениями ГК, ПС и высокими значениями нейтронного каротажа (НКТ).

На уровне глинистых образований песчаники выделяются отрицательной аномалией по кривой ПС, средними и повышенными значениями по НКТ, средние и пониженные показания по кривой ГК.

В интервале 2116-2124 м залегает пласт глин. Здесь наблюдается высокие значения радиоактивности по ГК, положительная аномалия по ПС, низкие значения электропроводности по ИК и низкие значения по НКТ. Данные отложения сложены глинами и являются крышкой для нижележащего коллектора.

Далее в интервале 2124-2139 м выделяется первый продуктивный пласт АС<sub>9</sub>, сложенный песчаником. На данном интервале наблюдаются низкие значения радиоактивности по кривой ГК, отрицательная аномалия по кривой ПС.

Пласт АС<sub>9</sub> (2124-2139 м) характеризуется: Кнг = 86,6 %, Кг = 72,7 %, Кпо = 25,3 %, Кгл = 10,1 %. Характер насыщения – газ.

В интервале от 2139 до 2142 м залегает пласт глин. Он характеризуется хорошими гидроизоляционными свойствами. Здесь наблюдаются высокие значения радиоактивности по ГК, положительная аномалия по ПС, средние и низкие значения по НКТ, что говорит о высоком водородосодержании, а также низкие значения по ИК.

Далее в интервале 2142-2157 и 2160-2165 м выделяется основной продуктивный пласт АС<sub>10</sub>. Основной продуктивный пласт АС<sub>10</sub>, выделяется относительно невысокими значениями аномалии ПС, это может быть связано с повышенной глинистостью коллектора, все остальные признаки коллектора присутствуют. Более характерный признак – высокое сопротивление по БК и ИК.

Изменение (повышение) амплитуды БК против нефтенасыщенных песчаников связано с высоким удельным сопротивлением нефти. Внутри продуктивного горизонта АС<sub>10</sub> наблюдается увеличение значений по БК в верхней части пласта, это связано с тем, что верхняя часть пласта насыщена нефтью.

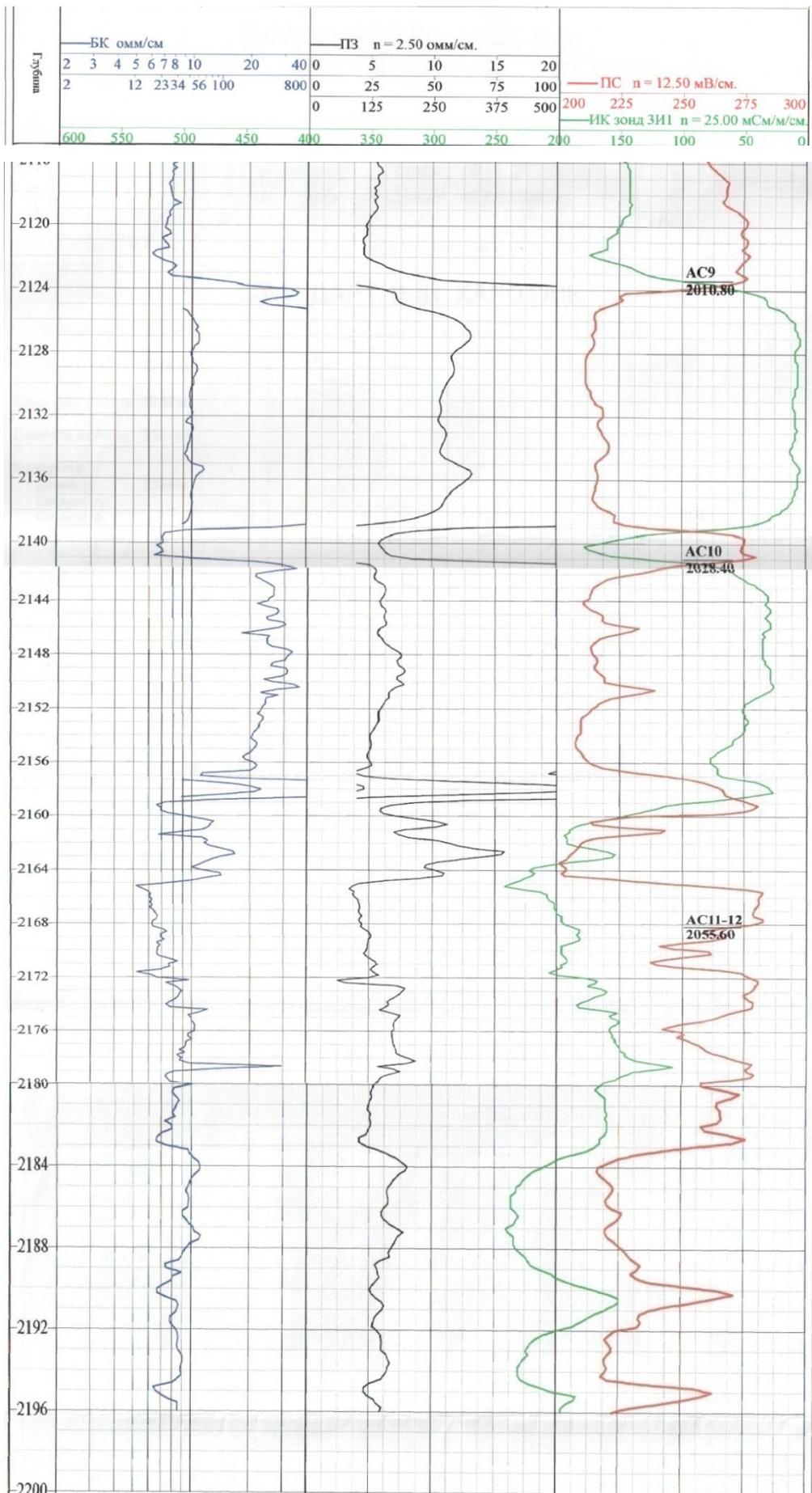


Рис. 3.1. Результаты геофизических исследований разреза скв.3338

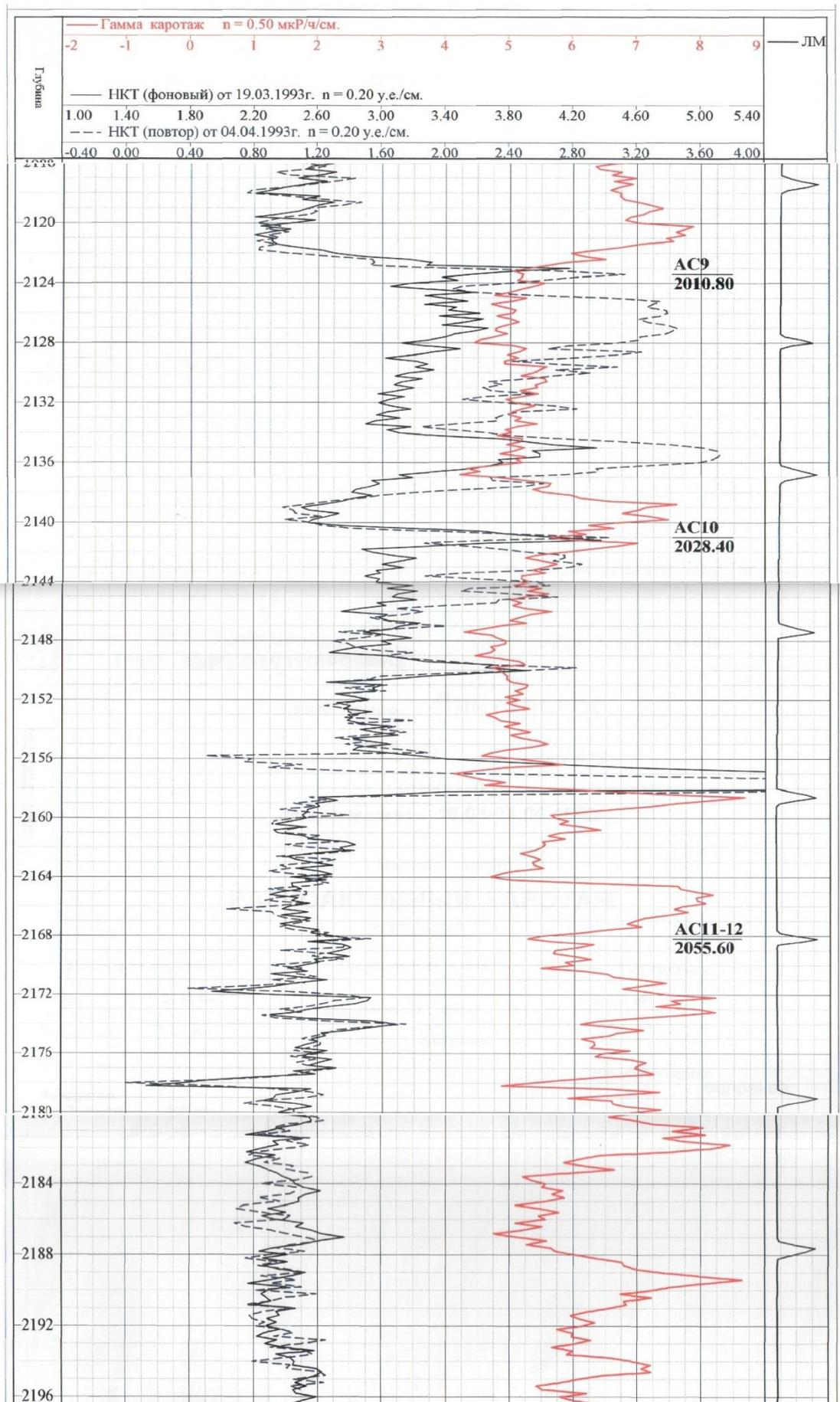


Рис. 3.2. Результаты геофизических исследований разреза скв.3338

## **4. Основные вопросы проектирования**

### **4.1. Задачи геофизических исследований**

На стадии разведки месторождения, выполняемый комплекс геофизических исследований скважин должен решать следующие геологические задачи:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов:
  - Пористости;
  - Проницаемости;
  - Глинистости.
- 4) Оценка характера насыщения коллекторов;
- 5) Уточнение положения газонефтяного контакта.

Поставленные выше геологические задачи решаются с помощью следующих геофизических методов: ПС, БК, МКЗ, БКЗ, ВИКИЗ, ГК, НКТ, АК, кавернометрия и инклинометрия.

### **4.2. Обоснование объекта исследования**

Проектом предусматривается проведение ГИС в скважине, заложенной в западном направлении от скважины № 400 на Лянторском месторождении. Бурение скважины проектируется глубиной 2195 м и вскрывает мезозойские отложения.

Проектируемая скважина № 450 должна подсечь газонефтяной контакт. Таким образом, для получения дополнительной информации по наиболее продуктивной части нашего месторождения наиболее оптимальным местом для заложения разведочной скважины посчитали район между скважинами № 400 и № 500. На рисунке 4.1 представлена схема размещения проектной скважины на структурной карте по кровле горизонта АС9. На рисунке 4.2 представлен разрез, построенный по линии скважин I-I, включающий проектную скважину.

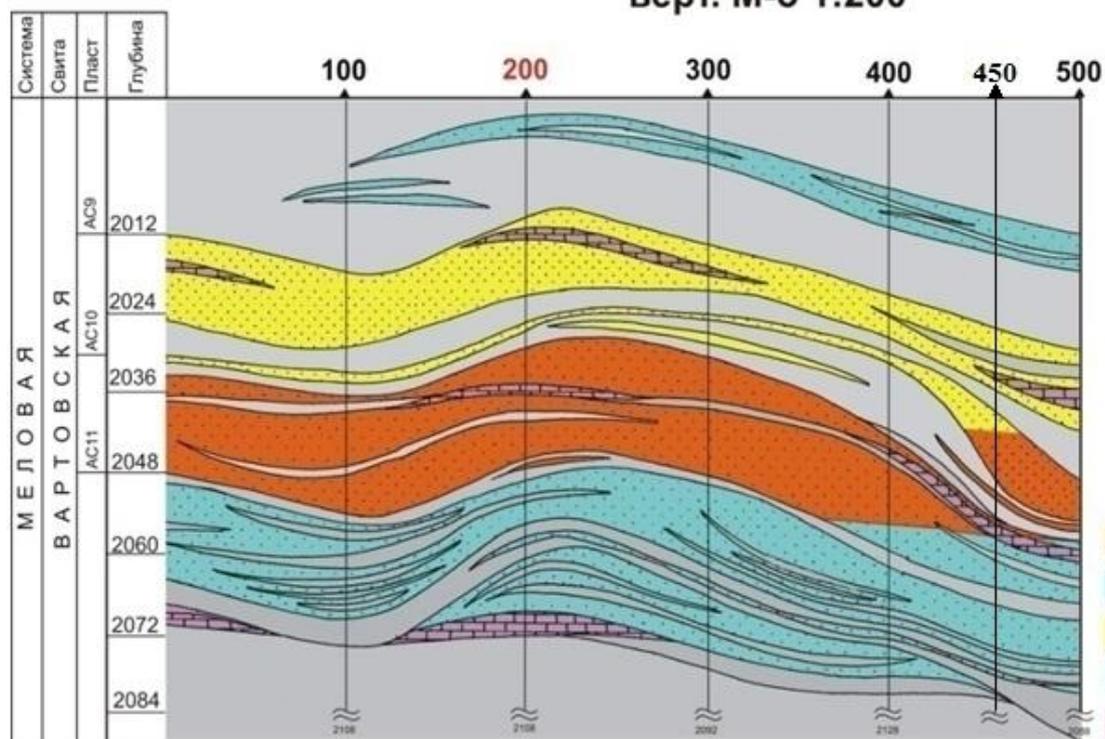
Целью данной скважины является изучение фильтрационно-емкостных свойств пород мезозойского отложения, уточнение положения ГНК и

определение характера насыщения пласта. В связи, с чем на запроектированном участке работ перед ГИС стоят геологические задачи, представленные в главе 4.1.



Рис. 4.1. Схема размещения проектной скважины на структурной карте по кровле горизонта АС9. Масштаб 1:10000

Разрез по линии I-I гориз. м-б 1:10000  
верт. М-б 1:200



Условные обозначения



Рис. 4.2. Положение проектной скважины на разрезе I-I

4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования

На этапе проектирования геофизических работ формируется априорная физико-геологическая модель объекта исследования и с помощью неё определяются параметры и тактика геофизических наблюдений.

На основе физических свойств пород терригенного разреза можно схематически составить физико-геологическую модель разреза, с помощью которой можно проследить, как выделяются интересующие нас горные породы по данным геофизического каротажа, а также продумать оптимальный

комплекс геофизических исследований в скважинах с более точным расчленением разреза.

При построении физико-геологической модели участка были учтены данные полученные при проведении ГИС на исследуемом месторождении и при интерпретации данных.

Разрезы скважины месторождения литологически дифференцированы. В интервалах исследования встречаются такие породы как песчаники, алевролиты, плотные породы, глины и другие литологические разности. В таблице 4.1 приведены физические свойства некоторых пород, слагающие разрез.

Таблица 4.1 – Физические свойства горных пород

Горная порода	Удельное электрическое сопротивление, $\rho_p$ , Омм	Плотность $\delta$ , г/см <sup>3</sup>	Естественная радиоактивность $\gamma$ , мкР/ч	Скорость продольной волны по породе $v_p$ , м/с
Глина	1-20	1.9-2.2	4-25	1200-2500
Песчаник	20-1000	2.0-2.5	1-15	1500-2500
Алевролит	10-600	1.9-2.5	4-15	1300-2500
Аргиллит	5-400	2.0-2.7	5-30	3000-6000

Как видно из таблицы различные литотипы имеют различные физические свойства, следовательно, на каротажных диаграммах будут прослеживаться изменения геофизических параметров при проходе через разрез скважины.

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) в глинах низкое по сравнению с песчаными коллекторами. Следовательно, на диаграммах электрических методов напротив глин получим минимальные значения, по сравнению со значениями песчаников.

Амплитуда самопроизвольной поляризации ведет себя с точностью наоборот. На глинах она максимальная, на песчаниках минимальная. Это

связано с различием диффузионно-адсорбционных процессов, протекающих на границе пласт-скважина.

По показаниям гамма-метода напротив глин значения будут максимальные, а в песчаниках средние. Это связано с различием плотности в этих литологических разностях. Чем больше значение плотности, тем меньше радиоактивности.

Различие в водородосодержании пород находит свое отражение на диаграммах метода ННКТ. Высокими значениями водородосодержания отмечаются глинистые породы, низкими песчаники.

Модель коллектора продуктивных пластов Лянторского месторождения по результатам анализа имеющейся информации представляет собой коллектор порового типа с ФЕС, изменяющимся в зависимости от степени заполнения порового пространства глинистым цементом. Принципиальных различий в составе породообразующих минералов с глубиной залегающих отложений не замечено. Уменьшение пористости и проницаемости связано с процессами уплотнения пород и преобразованием цементирующего материала.

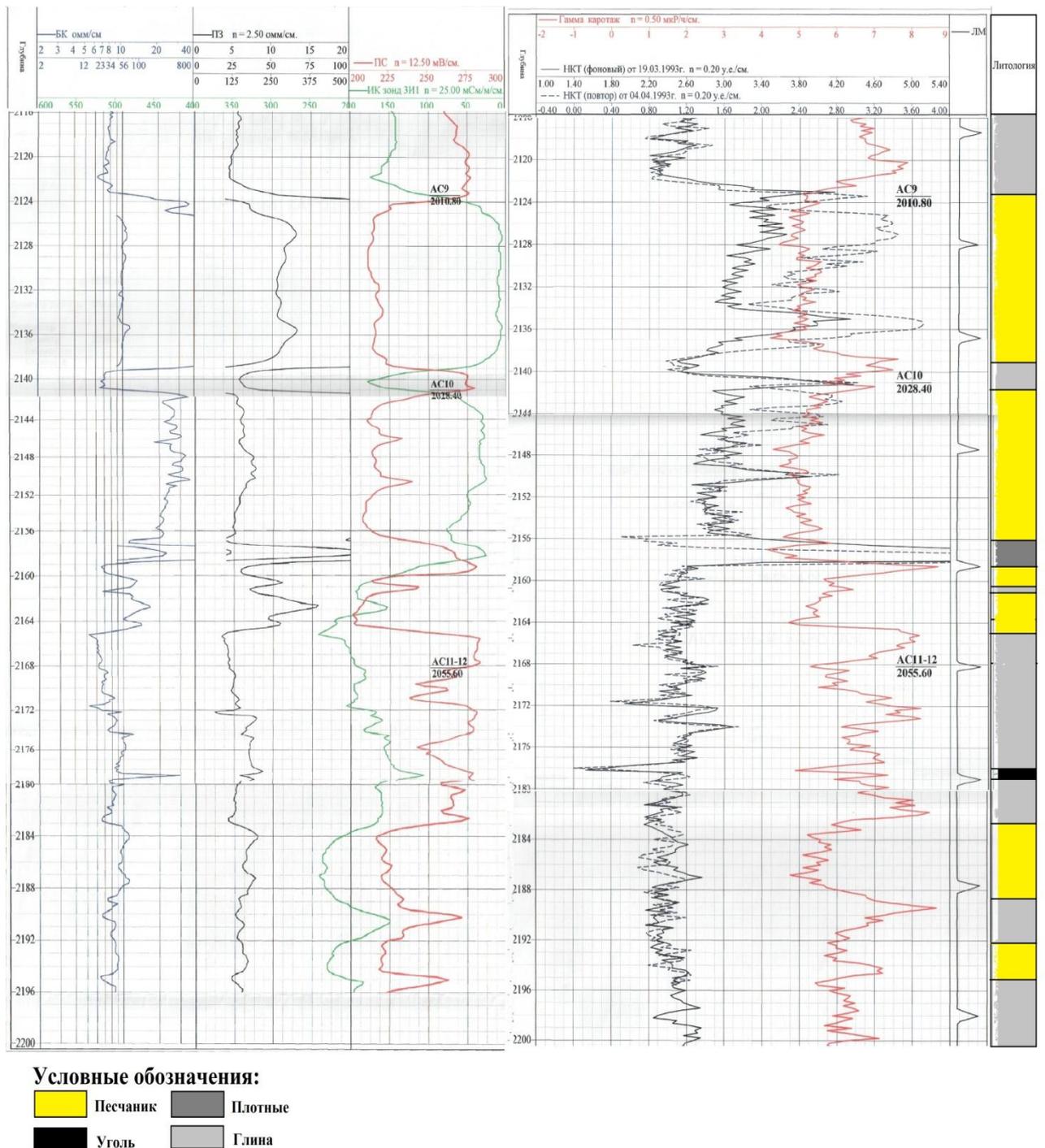


Рис. 4.3. Физико-геологическая модель

#### 4.4. Выбор методов и обоснование комплекса геофизических исследований

Выбор методов ГИС основывается на анализе ранее проведенных работ в соответствии с поставленными геологическими задачами:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;

3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов:

- Пористости;
- Проницаемости;
- Глинистости.

4) Оценка характера насыщения коллекторов.

5) Уточнение положения газонефтяного контакта.

1) **Литологическое расчленение разреза** выполняется при условии дифференциации пород, слагающих разрез, по физическим свойствам. К таковым можно отнести удельное электрическое сопротивление (УЭС), плотностные свойства, поляризационные свойства, естественную радиоактивность горных пород, акустические свойства.

В песчано-глинистом разрезе Лянторского месторождения задачу определения литологического расчленения разреза можно решить, такими методами, как ПС, ГК, НКТ, БК.

Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) основан на изучении электрического поля, образующегося в скважине при разбуривании горной породы [25]. Потенциалы самопроизвольной поляризации формируются на контактах пород различной литологии и растворов различной минерализации в результате диффузионной, диффузионно-адсорбционной, фильтрационной и окислительно-восстановительной активности [25]. По аномалиям на диаграммах ПС выделяются пласты с разной электрохимической активностью – около пористых проницаемых пластов – отрицательные аномалии, это происходит вследствие различия адсорбционных свойств песчаников и глин, а против глинистых пород – положительные.

Метод ГК основан на регистрации естественного гамма-излучения. Это излучение обусловлено самопроизвольным распадом радиоактивных элементов уранового, ториевого и актиноуранового рядов. Это так называемые радиоактивные семейства. Практический интерес представляют уран, торий и калий, так как именно эти радионуклиды определяют естественную

радиоактивность горных пород [25]. Наименее радиоактивными являются песчаники, против них будут низкие значения, а глины являются наиболее радиоактивными, по этой причине на диаграмме против них будут наблюдаться высокие значения радиоактивности. Данный метод более четко выделяет угли, так как в них отсутствуют радиоактивные элементы.

По НКТ при определении литологии основное значение имеют процессы замедления, диффузии и захвата нейтронов в породах. Породы с высоким водородосодержанием отмечаются на диаграммах низкими показаниями. В малопористых породах с низким водородосодержанием плотность нейтронов вблизи индикатора увеличивается, что вызывает повышение интенсивности радиационного захвата, а следовательно и показания НКТ

Диаграммы БК в комплексе электрических методов позволяют увеличить число пластов с количественными определениями УЭС, в том числе в зонах частых чередований, высоких сопротивлений, контрастных изменений УЭС.

2) **Выделение коллекторов** осуществляется методами: кавернометрия, МКЗ, ПС, ВИКИЗ.

Кавернометрия. Выделение коллекторов по наличию глинистой корки основано на определении местоположения участков уменьшения диаметра в разрезе скважины. Оно происходит из-за осаждения твердых частиц ПЖ на стенке скважины в процессе фильтрации жидкой фазы бурового раствора в пустотное пространство коллектора. Так как метод кавернометрии является одним из методов стандартного комплекса ГИС, указанный признак удобен при обработке большого объема геофизических данных.

Метод МКЗ. Выделение коллектора по диаграммам микрозондирования основано на наличии положительного приращения (разности показаний потенциал-микрозонда и градиент-микрозонда). Однако, как и критерий наличия глинистой корки, положительное приращение не всегда дает положительные результаты при определении местоположения коллектора в

разрезах скважины. Положительные приращения против пласта-коллектора могут отсутствовать в случае корки толщиной более 2 см, при вскрытии водонасыщенного коллектора высокой проницаемости. В последнем случае зона, исследуемая потенциал-микрозондом, дает величину сопротивления, близкую к сопротивлению глинистой корки.

С помощью ПС хорошо выделяются коллектора, на диаграмме против них будут отрицательные аномалии, которые образуются за счет диффузионно-адсорбционного потенциала, возникающего на границе пластов в результате диффузии солей, растворенных в буровом растворе и пластовой воде.

Метод ВИКИЗ основан на радиальном распределении удельного электрического сопротивления от скважины до неизменной части пласта, что позволяет определять истинное удельное сопротивление пластов-коллекторов, а также изменения этого параметра в околоскважинных областях. Эта задача решается с использованием кривых зондирования, показания которых имеют минимальные значения в пределах нефтенасыщенных пород-коллекторов, т.к. удельное сопротивление нефти, воды или газа, меньше, чем у глин. Поэтому в нефтенасыщенном коллекторе отклонение самого длинного зонда будет минимальным, а короткого максимальным.

3) **Фильтрационно-емкостные свойства** включают в себя определение:

- глинистости;
- пористости;
- проницаемости.
- *Определение глинистости* пород осуществляется методом

самопроизвольных потенциалов (ПС) и методом естественной радиоактивности – гамма-метод (ГК).

По данным ПС для определения используют эмпирические зависимости относительной амплитуды аномалии  $\alpha_{ПС}$  от глинистости. Определение глинистости зависит от зависимости адсорбционной активности, а,

следовательно, и глубины аномалии ПС над коллекторами от содержания в них глинистого материала [25].

При ГК используют значения измеренной естественной радиоактивности в определяемом и опорном пластах. Интенсивность зависит от содержания в них глин. Для определения глинистости используют связь между двойного разностного параметра ГК и коэффициента глинистости.

- *Определение пористости* осуществляется методами сопротивлений такими, как (БКЗ, МКЗ), ПС, НКТ, АК.

Методы сопротивлений применяют для определения  $K_{п}$  межзерновых коллекторов и основывается на связи между коэффициентом пористости и параметром пористости (относительным сопротивлением)  $P_{п}$ .

По ПС определение коэффициента пористости основано на зависимости статистической связи между коэффициентом пористости  $K_{п}$  и амплитудой аномалии ПС, установленной путем сопоставления диаграмм ПС с результатами, которые были проведены в лабораторных исследованиях керна.

При НКТ пористость коллекторов определяется за счет водородосодержания исследуемого интервала и в основном в порах пород содержится жидкость.

По АК определяется пористость на замере интервального времени, которое напрямую является линейной функцией пористости горных пород.

- *Определение проницаемости* коллекторов осуществляется методами сопротивлений и методом ПС.

По методу ПС проницаемость определяется на зависимости между относительной амплитуды  $\alpha_{ПС}$  потенциала самопроизвольной поляризации и проницаемости, устанавливается для каждого месторождения в зависимости от модели пород.

В методах сопротивлений коэффициент проницаемости высчитывают по известной величине параметра нефтенасыщенности ( $P_n$ ) и коэффициента пористости ( $K_{п}$ ). Эти определения основываются на наличии корреляционной

зависимости между содержанием в пласте связанной воды и величиной коэффициента проницаемости. Также по методу БКЗ, которым можно определить диаметр зоны проникновения, проницаемость тем выше, чем больше диаметр зоны проникновения [25].

4) **Характер насыщения** коллекторов определяется акустическим каротажем (АК) и методами сопротивлений,

При акустическом каротаже (АК) характер насыщения коллекторов зависит от изменения затухания и скорости упругих волн. В нефти скорость меньше, чем в воде, а в газе затухание больше, чем в жидкости.

В методе сопротивлений нефтегазовые коллекторы обладают высокими значениями сопротивлений, т.к. газ или нефть являются диэлектриками, а их значения сопротивлений приближена к сопротивлению полностью промытых пород. Низкими значениями сопротивлений имеют водонасыщенные коллекторы, т.к. они обладают высокой проводимостью.

5) Газонефтяной контакт определяется методами сопротивлений (БКЗ, БК, ИК) и методом НКТ. Применение НКТ для определения контакта основано на различном содержании водорода в газоносных и нефтеносных пластах. Переход от газонасыщенной части пласта к нефтенасыщенной отмечается понижением показаний на диаграммах НКТ. В методе сопротивлений контакт на диаграммах выделяется как граница между пластами низкого и высокого сопротивлений, но только в случае если в пласте переход от одной фазы к другой достаточно быстрый.

Инклинометрия применяется для определения пространственного положения ствола скважины, абсолютных отметок продуктивных и реперных пластов.

*Таким образом, для решения поставленной задачи на Лянторском месторождении, воспользуемся следующим комплексом методов:*

*ПС, БК, НКТ, ГК, АК, МКЗ, БКЗ, ВИКИЗ, кавернометрия и инклинометрия.*

## **5. Методические вопросы**

### **5.1. Методика проектных геофизических работ**

На Лянторском нефтегазоконденсатном месторождении геофизические исследования скважин будут производиться в соответствии с руководящим документом РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» дата введения 2001-07-01 и будут производиться следующей аппаратурой, выбор которой основывался на геофизической изученности по результатам ранее проведенных геофизических исследований и поставленной задаче данного проекта [30].

- 1) Каротаж методами ПС, БК, БКЗ будут производиться прибором К1А-723М;
- 2) МКЗ будет производиться прибором МК-ГМ;
- 3) Для кавернометрии будет применяться прибор СКПД-3;
- 4) НКТ, ГК будет выполняться прибором СРК-2М;
- 5) ВИКИЗ будет производиться прибором ВИКИЗ;
- 6) Для АК будет использоваться прибор АКВ-1.
- 7) Инклинометрия будет производиться прибором ИОН-1

#### **5.1.1. Применяемая аппаратура и оборудование**

- 1) ПРИБОР КОМПЛЕКСНЫЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА К1А-723-М.

Прибор измеряет кажущееся удельное электрическое сопротивление горных пород зондами бокового каротажного зондирования (БКЗ) и трёхэлектродного бокового каротажа (БК) [31], потенциал самопроизвольной поляризации (ПС), удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости, кажущееся электрические проводимости горных пород зондом индукционного каротажа (ИК).

Прибор рассчитан на работу совместно со следующими изделиями:

- 1) каротажными станциями по ГОСТ 25785-83, оснащёнными системой «АЯКС»;
- 2) модулем сопряжения с системой «АЯКС»;
- 3) трёхжильным бронированным каротажным кабелем по ГОСТ 6020-82 марки КГЗ – 70 -180 длиной 3000-5000 м, оснащённым кабельным наконечником по ГОСТ 14213-81;
- 4) каротажным генератором типа П4507 или УГ-1.

Диапазоны измерений: от 0,2 до 5000 Ом-м для зондов А8.0М1.0N, А4.0М0.5N, А2.0М0.5N, N0.5М2.0А, А1.0М0.1N; от 0,2 до 1000 Ом-м для зондов А0.4М0.1N, N1 1М0.5; от 0,2 до 10000 Ом-м для зонда БК; от 10 до 2500 мСм/м для зонда ПК; от 0,05 до 5 Ом-м для резистивиметр; от -0,5 В до +0,5 В для сигнала ПС.

Условия эксплуатации:

- Максимальное рабочее гидростатическое давление - 80 мПа;
- Максимальная рабочая температура окружающей среды - 120°С.

Габаритные параметры прибора: длина жёсткой части не более 3,9 м; диаметр не более 75 мм; масса прибора не более 80кг; длина гибкого зонда не более 17 м.

Точка записи зондов:

А8.0М1.0N - 14,50м; А4.0М0.5N - 10,25м; А2.0М0.5N - 14,75м; N0.5М2.0А - 10,25м; А1.0М0.1N - 13,55м; А0.4М0.1N - 12,95м; N11М0.5А - 12,25; резистивиметр - 6,00м; БК - 17,68м; ИК - 19,67м; ПС- 15,75м.

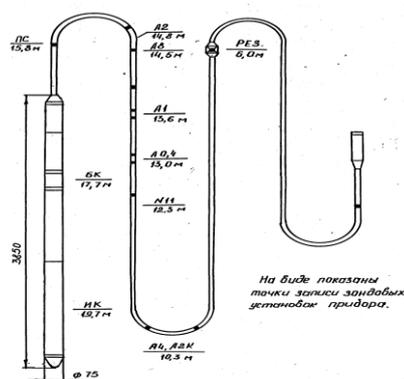


Рис. 5.1. Общий вид прибора К1А-723-М

## 2) Прибор МК-ГМ (МБК-90).

Данный прибор измеряет электрическое сопротивление горных пород зондами микрокаротажа (МК) и бокового микрокаротажа (МБК), а также диаметра скважины  $D_c$  [32].

Технические данные:

Напряжение питания прибора – 220 В, 50 Гц; мощность, потребляемая прибором, В·А не более: в режиме измерений – 10; в режиме открытия (закрытия) измерительных рычагов – 80.

Диапазон измеряемых параметров: кажущееся сопротивление  $\rho_k$  для градиент и потенциал-микрозондов от 0,1 до 40 Ом·м; диаметр скважины от 160 до 400 мм.

Габариты прибора электромеханического блока диаметр – 90 мм, а длина – 2350 мм. Блока электронный диаметр 76 мм, а длина 1300 мм. Длина всего прибора в сборе не более – 4,6 м. Масса прибора не превышает 122 кг.

## 3) КАВЕРНОМЕР-ПРОФИЛЕМЕР СКВАЖИННЫЙ СКПД-3.

Прибор СКПД-3 одновременно измеряет значения двух взаимно перпендикулярных поперечных размеров (диаметров) ствола скважины и их средний диаметр для нефтяных и газовых скважин.

Условия эксплуатации:

Прибор СКПД-3 может работать в скважинах при температуре окружающей среды 180 град. Цельсии и гидростатическом давлении 120 МПа.

По команде с поверхности управление измерительными рычагами многократное. Время не более 2 мин для раскрытия и закрытия рычагов. Усилие прижатия каждого рычага к стенке скважины не менее 60 Н при измерении диаметра 100 мм и не более 200 Н при измерении диаметра 760 мм.

Габариты прибора: длина - 3426 мм; диаметр - 80 мм; масса прибора - 76 кг.

## 4) ПРИБОР СКВАЖИННЫЙ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА ДВУХКАНАЛЬНЫЙ МАЛОГАБАРИТНЫЙ СРК-2М

Прибор СРК-2М предназначен для исследования скважин на месторождениях газа, нефти и твердых полезных ископаемых методами гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК).

Прибор обеспечивает проведение измерений в скважинах диаметром от 50 мм и более (в т.ч., и через НКТ), заполненных водной промывочной жидкостью с содержанием NaCl от десятых долей процента до минерализации, соответствующей насыщению, NaOH - до 20%, нефти - до 10% и водородным показателем (рН) до 10, при верхних значениях температуры окружающей среды и гидростатического давления 120°C и 80 МПа, соответственно, со скоростью каротажа от 200 до 400 м/ч в зависимости от решаемых задач и геолого-технических условий в скважине.

Прибор эксплуатируется в комплексе со следующими изделиями:

- любым пультом радиоактивного каротажа, содержащим не менее двух измерительных каналов (например, КУРА2М, ИПРКУ-А);
- любой каротажной лабораторией типа ЛКС;
- кабелем грузонесущим геофизическим бронированным любой марки длиной до 6000 м.

Источником быстрых нейтронов полоний-бериллиевым типа ВНИ-2 или плу-тоний-бериллиевым типа ИБНВ -5 с потоком нейтронов от  $5 \cdot 10^6$  до  $1 \cdot 10^7$  1/с.

Питание прибора осуществляется постоянным электрическим стабилизированным током от блока питания наземного пульта или от источника питания, входящего в состав каротажной лаборатории.

Сила электрического тока питания прибора (95±5) мА. При этом напряжение питания на входе прибора не более 26 В.

Мощность, потребляемая прибором, не более 2,6 Вт.

Диапазон измерения: естественного гамма-излучения от  $14 \cdot 10^{-14}$  до  $14 \cdot 10^{-12}$  А/кг; водонасыщенной пористости Кп от 1 до 40%.

Условия эксплуатации:

- Диапазон рабочих температур окружающей среды - от  $-10$  до  $+120^{\circ}\text{C}$ .
- Верхнее значение гидростатического давления рабочих условий - 80 МПа.

Габариты прибора: номинальный наружный диаметр - 42 мм; длина не более - 2500мм; масса прибора - не более 25 кг.

#### 5) АППАРАТУРА ВИКИЗ.

Аппаратура высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ), предназначена для исследования скважин, бурящихся на нефть и газ, обеспечивает измерение кажущегося удельного электрического сопротивления с помощью пяти электромагнитных зондов и потенциала самопроизвольной поляризации (ПС) с помощью электрода ПС.



Рис. 5.2. Аппаратура ВИКИЗ

Аппаратура ВИКИЗ состоит из:

##### 1. Скважинного прибора:

- Температура окружающей среды от  $5^{\circ}\text{C}$  до  $120^{\circ}\text{C}$ ;
- Максимальное гидростатическое давление 60 МПа;
- Температура окружающего воздуха в предельных условиях транспортирования от  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ .

##### 2. Наземной панели (рабочие условия применения):

- Температура окружающей среды от  $10^{\circ}\text{C}$  до  $45^{\circ}\text{C}$ ;
- Относительная влажность окружающего воздуха при  $30^{\circ}\text{C}$  - 90%;
- Максимальное гидростатическое давление 60 МПа;
- Температура окружающего воздуха в предельных условиях транспортирования от  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ ;
- При относительной влажности воздуха при  $30^{\circ}\text{C}$  не более 90%.

Технические данные аппаратуры ВИКИЗ:

- Диапазон измерения кажущегося УЭС от 1 до 200, Ом·м;

- Напряжение питания  $220 \pm 22$ , В.

Габаритные размеры скважинного прибора: диаметр 0,073, м; длина, не более 4,00, м.

Габаритные размеры наземной панели не более 0,34/0,20/0,09, метров.

Масса скважинного прибора 50, кг, наземной панели 3,5, кг.

б) АКВ-1.

Аппаратура акустического каротажа АКВ-1 регистрирует волновые картины и измеряет интервальные времена, амплитуды и затухания всех типов упругих волн (Лэмба-Стоунли, продольных, поперечных) в обсаженных и необсаженных колонной газовых и нефтяных скважинах, диаметры скважин от 110 мм до 300 мм.

Зондовая установка включает магнитострикционный излучатель упругих волн с частотой излучения  $12 \pm 3$  кГц и  $22 \pm 5$  кГц и шесть широкополосных пьезокерамических приемников упругих волн.

Формулы зондов:

- И(1.5)П1(0.2)П2 (0.2)П3;
- И(1.5)П1(0.2)П2 (0.2)П3 П4(0.2)П5 (0.2)П6;
- И(1.5)П4(0.2)П5 (0.2)П6(0,5)П1(0,2)П2(0,2)П3.

Излучатель работает в режимах: в низких частотах (НЧ), в высоких частотах (ВЧ), а также в ВНЧ, в этом режиме излучатель упругих волн работает поочередно в режимах ВЧ и НЧ.

Аппаратура АКВ-1 обеспечивает преобразование  $\alpha$  в диапазоне 0-30 дБ/м.

Условия эксплуатации: максимальная температура  $150^\circ\text{C}$ ; максимальное рабочее давление 100МПа; диаметр скважины от 100 до 300 мм; каротажный кабель трёхжильный.

Габариты прибора: длина скважинного прибора 6470 мм, максимальный диаметр 73 мм; масса прибора 94 кг.



Рис. 5.3. Схема прибора АКВ-1

#### 7) ИОН-1.

Инклинометрия проводится прибором ИОН-1, прибор позволяет проводить запись по точкам через 10 м, так же можно проводить не прерывную запись. Скорость записи – 600 м/ч.

Измеряемые параметры: диапазон измерения магнитного азимута –  $0^{\circ}$ - $360^{\circ}$ , диапазон измерения зенитного угла скважины –  $0^{\circ}\pm 180^{\circ}$ , диапазон измерения угла поворота –  $0^{\circ}$ - $360^{\circ}$ .

Пределы допускаемой основной погрешности: магнитный азимут  $\pm 3^{\circ}$ , зенитный угол от  $3^{\circ}$  до  $7^{\circ}$ , угол поворота 3 градуса, зенитный угол в диапазоне от 0 до 120 град –  $0,25^{\circ}$ . При измерении азимута и угла поворота:  $1,5^{\circ}$ . При измерении зенитного угла:  $0,25^{\circ}$ .

Для спуско-подъемных операций будем использовать подъемник каротажный самоходный **ПКС-3,5М**, а для регистрации и обработки геофизических данных – каротажную станцию **КЕДР-02**.

#### 5.1.2. Метрологическое обеспечение

Метрологическая служба входит в состав ремонтных служб подразделений треста «Сургутнефтегеофизика». Базовой службой является служба метрологического обеспечения геофизической аппаратуры Центрального геофизического цеха (далее по тексту - ЦГЦ) в составе 9 человек.

Ответственными за метрологическое обеспечение производства в центральном геофизическом цехе, Федоровском управлении геофизических работ, Лянторском УГР, Нижнесортнымском УГР, Сургутском УГР и геофизическом управлении разведочных работ (ГУРР) являются инженерно-технические работники, обученные и назначенные приказами по управлениям.

Метрологическое обеспечение инклинометрических работ осуществляется службой подготовки инклинометрической аппаратуры, работники которой имеют удостоверения калибровщика геофизической аппаратуры.

Также метрологический контроль скважинной аппаратуры осуществляется работниками службы подготовки аппаратуры бурящихся скважин, имеющими удостоверения калибровщика геофизической аппаратуры.

В 2004 году ЦГЦ осуществлял наладку, опробование, сопровождение в процессе эксплуатации, настройку, испытание в технологических скважинах и калибровку всего парка геофизической аппаратуры и оборудования. Также активно участвовал в проведении испытаний опытных образцов аппаратуры и вводе в эксплуатацию новой скважинной аппаратуры.

Дополнительно в Федоровском, Лянторском УГР проводился промер геофизического кабеля, в Нижнесортнымском УГР – промер кабеля и калибровка блоков преобразователей телеметрической системы СИБ-1.

В настоящее время в тресте 30 специально обученных работников имеют удостоверения калибровщика геофизической аппаратуры.

Ежегодно все скважинные приборы, применяемые при ГИС, должны своевременно проходить калибровку. Протоколы и сертификаты калибровки заносятся в электронную базу данных, которая позволяет накопить данные о калибровке всего парка аппаратуры на протяжении срока её службы, а также являться источником информации для работников КИП о пригодности скважинной аппаратуры при обработке материалов ГИС.

Все калибровочные установки и оборудование должны своевременно пройти аттестацию в Сургутском отделе Тюменского ЦСМ, в БЛМ ОАО «Сургутнефтегаз», в Сибирском НИИ стандартизации и метрологии (г. Новосибирск), в Региональном Центре Сертификации и Метрологии геофизической продукции «Урал» (г. Уфа), в ОКБА «Импульс» (г. Барнаул).

В 2004 году метрологическая служба треста проверялась службой метрологического надзора ОАО «Сургутнефтегаз». Состояние средств измерений, подлежащих метрологическому контролю и надзору, признано удовлетворительным.

В течение 2004 года в тресте была введена в эксплуатацию установка для калибровки скважинных инклинометров УПИ-3М, производства ООО НПЦ «Геомир» (г. Санкт-Петербург). Внедрение установки в производственную эксплуатацию позволило увеличить производственные мощности при осуществлении калибровки всего парка инклинометрической аппаратуры (магнитометрические инклинометры ИОН-1, гироскопические инклинометры ИГН-73), а также провести своевременный профилактический ремонт существующей поверочной установки УПИ-1.

Была проделана большая работа по адаптации программного обеспечения аппаратуры ИОН-1 в среде Windows.

Введена в производственную эксплуатацию установка для испытания скважинной аппаратуры на термо- и баростойкость – УИСП-6.2ДТ, производства ООО «Маштехпром» (г. Санкт-Петербург). Это позволило осуществлять проверку работоспособности всей скважинной аппаратуры в условиях, приближенных к скважинным. Максимальная рабочая температура, создаваемая в камере 1500С, максимальное давление – 100 МПа.

В течение года велась работа по формированию фонда нормативно-технической документации (НТД). На 1.01.2009 фонд треста укомплектован 595 нормативными документами, из них: ГОСТ – 475 экз., ОСТ – 24 экз., РД – 33 экз., СТП – 63 экз. В течение года велась работа по содержанию библиотеки НТД в действующем состоянии (внесение изменений, изъятие аннулированных НТД и т.д.), работа по систематизации данных периодической печати в области стандартизации (внесения поправок и изменений в действующие ГОСТы). Доводились до сведения специалистов изменения в действующей документации и вновь поступающие стандарты. За отчетный год введены в

действие шесть стандартов предприятия (ОАО «Сургутнефтегаз»), девять государственных стандартов, внесены изменения в три стандарта ОАО «Сургутнефтегаз», проводились проверки внедрения стандартов.

## **5.2. Интерпретация геофизических данных**

Интерпретация геофизической информации представляет собой решение основных геологических задач, приведенных в главе 4.1. Геологическая интерпретация геофизических данных проводится комплексно, с применением нескольких методов, так как решение перечисленных задач в общем случае по данным только одного геофизического метода исследования скважин затруднительно.

Интерпретация будет проводиться с использованием петрофизических констант и уравнений для определения ФЕС коллекторов по продуктивным пластам Лянторского месторождения (приложение 2).

### **Литологическое расчленение**

Расчленение производится с привлечением данных ранее проведенных работ на Лянторском месторождении.

По кривым ПС, ГК, БК и кавернограмме терригенные разности расчленяют на песчаные и глинистые. Против песчаников соответствуют отклонение кривой ПС в сторону отрицательных значений  $\Delta U_{ПС}$ , минимальные значения интенсивности естественного гамма-излучения  $I_\gamma$ , и уменьшенный диаметр скважины. Глинам соответствуют положительные аномалии  $\Delta U_{ПС}$ , максимальные значения  $I_\gamma$  и наличие каверн. Алевриты и глинистые песчаники характеризуются номинальным диаметром скважины и промежуточными значениями  $\Delta U_{ПС}$  и  $I_\gamma$ . С увеличением глинистости величина интенсивности  $I_\gamma$  увеличивается, а величина  $\Delta U_{ПС}$  будет уменьшаться.

Кривые НКТ, ИК, БК хорошо отмечают в разрезе плотные карбонатизированные песчаники, так называемые плотняки и угли, которые характеризуются высокими сопротивлениями  $\rho_{П}$ . Против угля по НКТ будут минимальные значения, а против плотняков максимальные значения.

## Выделение коллекторов

Выделение коллекторов производится по кривым ПС, микрозондирования, кавернометрии и ВИКИЗ. Проницаемым породам соответствуют: отрицательные аномалии  $\Delta U_{ПС}$ , положительное расхождение кривых микропотенциал зонда и микроградиент зонда, уменьшение диаметра скважины, расхождение значений между зондами ВИКИЗ из-за их разной глубины исследования, низкие значения  $I_\gamma$ .

### Выделение нефтеносных пластов.

Нефтеносные песчанистые горизонты в песчано-глинистом разрезе выделяются по высоким удельным электрическим сопротивлениям, которую определяют с помощью данных ИК, БК, БКЗ и больших зондов ВИКИЗ. По данным нейтронного гамма-метода и метода плотности тепловых нейтронов разделяют песчано-глинистые коллектора на водоносные и нефтеносные, именно по высокой минерализации пластовых вод. Водоносные разности в отличие от нефтеносных характеризуются повышенной интенсивностью  $I_{н\gamma}$  и пониженной плотностью тепловых нейтронов  $I_{нТ}$ .

### Выделение газоносных пластов.

Газоносные коллекторы, так же как и нефтеносные, в песчано-глинистом разрезе отмечаются высоким удельным электрическим сопротивлением  $\rho_{П}$  и кажущимися  $\rho_K$ . Песчано-глинистые коллекторы по нефтегазоносности разделяют по нейтронным методам. Газоносный коллектор, как правило, характеризуется низким содержанием водородосодержания. По сравнению с нефтеносными, газоносные горизонты характеризуются более высокими интенсивностями  $I_{н\gamma}$  и плотностью тепловых  $I_{нТ}$ .

## **Определение коэффициентов глинистости, пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности**

**Коэффициент глинистости определяется** такими методами, как ПС и ГК по петрофизическим уравнениям и зависимостям коллекторов Лянторского месторождения (приложение 2).

По ПС показания метода выражаются в величине амплитуды  $\Delta U_{пс}$  отклонения кривой ПС от условной нулевой линии (обычно от линии чистых глин) или в относительных единицах  $\alpha_{пс}$ , таким образом:

$$K_{2л} = 0,4346 - 0,3846 \cdot \alpha_{пс}, \text{ доли ед.}, \quad (5.1)$$

где  $\alpha_{пс} = \frac{\Delta U_{пс}}{\Delta U_{пс}^{max}}$ .

По ГК для песчано-глинистых пород, в которых отсутствуют значительные примеси глауконитовых, монацитовых, карнотитовых и других высокорadioактивных песков, песчаников и конгломератов, зависимость при условии выражения ее в относительных единицах  $\Delta J_{\gamma}$  будет следующей:

$$K_{2л} = 1,055 - (1,14 - 1,111 \cdot \Delta J_{\gamma})^{0.5}, \text{ доли ед.} \quad (5.2)$$

где  $\Delta J_{\gamma}$  - двойной разностный параметр ГК, который вычисляется по формуле:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma}^{min}}{I_{\gamma}^{max} - I_{\gamma}^{min}}. \quad (5.3)$$

где  $I_{\gamma}$  - показания гамма-метода, снимаемые с кривой ГК против исследуемого пласта; мкР/ч;

$I_{\gamma}^{max}$  - показания метода, зарегистрированные против опорного пласта чистых глин, мкР/ч;

$I_{\gamma}^{min}$  - показания метода, зарегистрированные против чистых песчаников или известняков, мкР/ч.

**Определение коэффициента пористости** осуществляется методами: ПС, БКЗ, НКТ и АК.

По ПС пористость определяется из петрофизического уравнения для коллекторов Лянторского месторождения (приложение 2):

$$Kп = 6,67\alpha_{пс} + 19,33, \text{ доли ед.} \quad (5.4)$$

По БКЗ пористость также определяется из петрофизического уравнения для коллекторов Лянторского месторождения (приложение 2):

$$Kn = \sqrt[1.94]{Pn / 0,98}, \text{ доли ед.} \quad (5.5)$$

$K_n$  по АК и НКТ рассчитывается следующим способом:

– для АК:

$$K_n = 0,196 \cdot \Delta T - 33,9, \% \quad (5.6)$$

– для НКТ:

$$K_n = K_n^{общ} - K_{2л} \cdot \omega_{св}, \text{ доли ед.} \quad (5.7)$$

где  $K_n^{общ}$  - общая пористость, доли ед., определяется по следующей формуле:

$$K_n^{общ} = \frac{0,332}{J_{нкт}} + 0,07998, \text{ доли ед.} \quad (5.8)$$

Параметр пористости есть коэффициент пропорциональности между сопротивлением водонасыщенной породы  $\rho_{вп}$  и сопротивлением  $\rho_v$  воды, ее насыщающей:

$$\rho_{вп} = P_n \cdot \rho_v, \text{ откуда } P_n = \frac{\rho_{вп}}{\rho_v}. \quad (5.9)$$

**Коэффициент проницаемости** коллекторов определяется с помощью методов сопротивлений и метода ПС.

В методе сопротивлений коэффициент проницаемости определяется по известной нам величине параметра нефтенасыщенности ( $P_n$ ) и коэффициента пористости ( $k_n$ ). И они основываются на наличии корреляционной зависимости между содержанием в пласте связанной воды и величиной коэффициента проницаемости. Они могут быть произведены в пластах, где водонефтяной контакт находится ниже и в этом случае, влияние подошвенной воды можно пренебречь. Для определения проницаемости нефтеносных песчаников по методу сопротивлений имеется несколько номограмм, причем отличие этих номограмм в основном обусловлено разным характером распределения связанной воды.

Определение коэффициента проницаемости водоносных песчаников можно решить по величине извилистости поровых каналов  $T$ . Формула извилистостью приведена ниже, где  $T$  – извилистость,  $l_k$  – отношение средней

статистической длины поровых каналов между двумя параллельными плоскостями,  $l$  – кратчайшее расстояние между этими плоскостями:

$$T = \frac{l_k}{l} \quad (5.10)$$

Также, извилистость определяется по известным величинам параметра пористости  $P_{II}$  и коэффициента пористости  $k_{II}$ :

$$T = \sqrt{P_{II} k_{II}} \quad (5.11)$$

В некоторых типах песчаников, имеющих относительно постоянное значение коэффициента пористости, наблюдается коррелятивная зависимость между величиной извилистости  $T$  и коэффициентом проницаемости  $k_{II}$ , которую можно использовать для оценки последнего.

**Коэффициент проницаемости** рассчитывается по петрофизической зависимости от  $\alpha_{пс}$  для коллекторов Лянторского месторождения (приложение 2):

$$\lg K_{II} = 4,42\alpha_{пс} - 1,246, \quad \text{мД} \quad (5.12)$$

**Коэффициент нефтегазонасыщенности** находят по петрофизической зависимости для коллекторов Лянторского месторождения по следующему уравнению:

$$K_n = 1 - 0,95 \cdot P_n^{-0,75}, \quad \text{доли ед.} \quad (5.13)$$

где  $P_n$  – параметр насыщения, который находится по формуле:

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_{вн}}, \quad (5.14)$$

где  $\rho_{nn}$  - сопротивление нефтенасыщенной породы, Ом·м.

Численное значение удельных сопротивлений газонасыщенного  $\rho_g$  или нефтенасыщенного  $\rho_n$  пластов определяют по данным БКЗ, ВИКИЗ или методом с большой глубиной исследования. Величину удельного сопротивления того же пласта при заполнении полностью его пор пластовой водой  $\rho_{вн}$  рассчитывают по формуле:

$$\rho_{вн} = P_n \cdot \rho_v, \quad (5.15)$$

где параметр проницаемости определяют из зависимости по известному значению коэффициента пористости пласта.

### **Характер насыщения коллекторов**

Определение характера насыщения осуществляется акустическим каротажем (АК) и методами сопротивлений.

В методе сопротивлений нефтегазовым горизонтам соответствует: высокое сопротивление, а водонасыщенным – низкое сопротивление.

Определение характера насыщения по акустическому каротажу зависит от изменения скорости и затухания упругих волн. Газоносные пласты отмечаются большими затуханиями упругих волн, чем в коллекторах, содержащих флюид, а нефтеносные пласты меньшими скоростями, по сравнению с водоносными.

### **Определение газонефтяного контакта**

Определение газонефтяного контакта выполняется методами сопротивлений, НКТ и АК.

В методе сопротивлений контакт на диаграммах выделяется как граница между пластами высокого и низкого сопротивлений, но только в случае если в пласте переход от одной фазы к другой достаточно резкий. Определение контакта с применением НКТ основывается на различном содержании водорода в газоносных и нефтеносных пластах. На диаграммах НКТ отмечается пониженными показаниями при переходе от газонасыщенной части к нефтенасыщенной.

По результатам интерпретации геофизических данных приведенных выше, используя петрофизические зависимости, уравнения, критерии и формулы для определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и литологического расчленения разреза на Лянторском месторождении, будут решены ранее поставленные геологические задачи.

## 6. Специальное исследование

### 6.1. Термометрия нагнетательной скважины: теория и практика

**Актуальность:** Месторождения углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) в настоящее время преимущественно находятся на стадии разработки, для многих месторождений – уже длительной, что неизбежно привело к широкому использованию режима нагнетания. Геофизические исследования в нагнетательных скважинах решают базовые задачи контроля разработки месторождения, оценивая эксплуатационные характеристики пластов, техническое состояние скважин. Наиболее информативным геофизическим методом при исследовании нагнетательных скважин, наряду с расходометрией, является термометрия [26].

Изменение температуры по стволу нагнетательной скважины весьма сложное и трудно интерпретируемо. Это связано со следующими обстоятельствами:

- в отличие от добывающих скважин, в нагнетательных скважинах против принимающих пластов *не фиксируются калориметрический и дроссельный эффекты*, что затрудняет оценку их приемистости и вообще выделение принимающих интервалов, особенно в случае перфорирования нескольких пластов;

- в нагнетательных скважинах более часты нарушения герметичности эксплуатационной колонны и затрубные перетоки в связи с высокими давлениями нагнетаемой воды, что в значительной степени искажает температурную кривую и делает ее интерпретацию еще более затруднительно.

Тщательный анализ теории термометрии нагнетательных скважин, а также материалов ее практического использования в условиях месторождений углеводородов Западно-Сибирской НГП позволит получить инструменты для повышения надежности промыслово-геофизических решений и является *актуальной задачей*.

**Цель исследования:** Подготовить теоретический и фактический материал для создания методического пособия по термометрии нагнетательных скважин для студентов кафедры геофизики Томского политехнического университета.

**Задачи исследования:**

- из опубликованных данных изложить теорию термометрии нагнетательной скважины в обобщенном варианте и простом изложении;
- сделать анализ теоретических кривых термометрии нагнетательных скважин для случаев, наиболее часто встречающихся в практике месторождений Западной Сибири;
- сделать анализ наблюдаемых данных термометрии наиболее типичных нагнетательных скважин месторождений углеводородов Западной Сибири.

## **6.2. Теория температурного поля нагнетательной скважины**

### **6.2.1. Аналитические выражения для изменения температуры в стволе нагнетательной скважины**

Расход теплопроводного потока в элементе высоты  $dz$  при постоянном перепаде температур  $\Delta T(z)$  между горными породами и потоком жидкости или газа можно определить по следующей формуле [26]:

$$\frac{dQ(z,t)}{dz} = \lambda k(t) \Delta T(z), \quad (6.1)$$

где  $\lambda$  - теплопроводность горных пород;  $k(t)$  – безразмерный коэффициент теплообмена между потоками вещества и окружающей средой, зависящий от геометрии теплопроводного потока и времени.

Если известно распределение давления по оси скважины, то по уравнению (6.1) можно определить распределение температур по оси скважины. Для этого необходимо сделать ряд допущений, правомерность которых доказывается в монографии [27].

Это следующие условия:

- передача тепла от жидкости твердой фазе происходит практически мгновенно в сравнении относительно медленно протекающими гидродинамическими процессами в скважине;

- сечение скважины и расход несжимаемой жидкости постоянны;

движение жидкости по стволу скважины ламинарное;

- геотермическое распределение температур соответствует уравнению прямой линии.

Если поместить начало координат на уровне нейтрального температурного слоя, то решение уравнения (6.1) относительно температуры в стволе нагнетательной скважины в зависимости от вертикальной координаты (h) и времени (t) имеет вид:

$$T(h,t) = (T_0 + \Gamma \cdot h) - (M + \Gamma) \cdot B \cdot (1 - e^{-h/B}) + \Delta T_0 \cdot \left(t - \frac{h}{w}\right) \cdot e^{-h/B}. \quad (6.2)$$

От параметров, входящих в уравнение (6.2), и зависит изменение температуры по стволу скважины:

$T_0$  – температура нейтрального геотермического слоя;

$\Gamma$  – средний геотермический градиент;

$\Delta T_0$  – отличие температуры нагнетаемой жидкости от  $T_0$ ;

w- скорость потока;

$B = \frac{c \cdot \delta \cdot Q}{2\pi \cdot r_0 \alpha}$  – параметр релаксации, м;

c – удельная теплоемкость жидкости, Дж/кг\*К;

$\delta$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

Q – расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;

$r_0$  – радиус ствола скважины;

M – гидравлические потери в стволе скважины. M прямо зависит от градиента давления в стволе скважины;

$\alpha$  – коэффициент теплопередачи, Вт/м<sup>2</sup>К.

Значение коэффициента теплопередачи зависит от теплофизических свойств жидкости, окружающих скважину пород и цементного кольца, от

режима течения, времени работы скважины и на практике часто является неизвестной величиной [26].

Как видно из уравнения (6.2) на большой глубине термограмма становится параллельной геотерме, и она будет тем ближе к температуре горных пород, чем меньше расход жидкости ( $B$ ). Для квазистационарного режима, наступающего, согласно [26], после 10 часов работы скважины, изменение температуры по оси скважины не зависит от времени.

Распределение температур в стволе нагнетательной скважины, соответствующее уравнению (6.2), приведено на рис. 6.1.

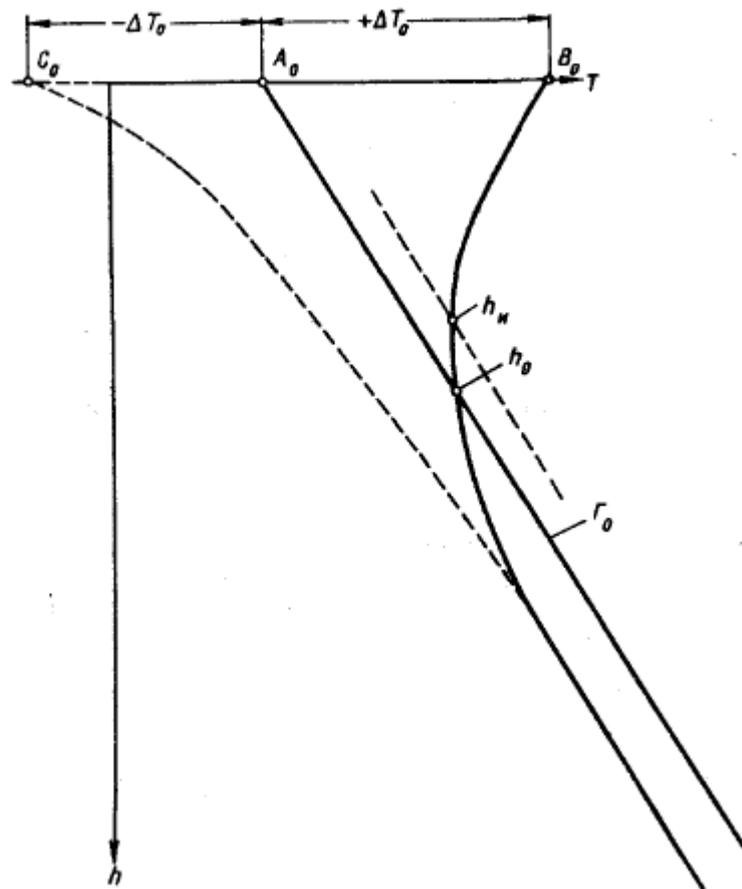


Рис. 6.1. Температурные кривые по стволу нагнетательной скважины

При нагнетании горячей воды с постоянной температурой  $\Delta T_0 = \text{const}$  второй член решения способствует охлаждению ствола скважины и приводит к полному погашению третьего члена, выражающего влияние горячей воды.

Это происходит на глубине

$$h_0 = B \cdot \ln\left(1 + \frac{\Delta T_0}{(M + \Gamma) \cdot B}\right). \quad (6.3)$$

На некоторой глубине  $h_{ин}$  производная температура  $\frac{\delta T}{\delta h}$  меняется знак. Точку на глубине  $h_{ин}$  называют точкой инверсий температуры.

Точка инверсии может быть найдена по уравнению (6.2) при условии равенства нулю производной по глубине:

$$h_{ин} = B \cdot \ln\left(1 + \frac{M}{\Gamma} + \frac{\Delta T_0}{\Gamma \cdot B}\right). \quad (6.4)$$

Как видно из сравнения уравнений (6.3) и (6.4), глубины  $h_0$  и  $h_{ин}$  совпадают при условии отсутствия в стволе скважины гидравлических потерь. При нагнетании холодной воды точка инверсии отсутствует, поэтому холодная вода в какой-то мере охлаждает пласт дополнительно [27].

### 6.2.2. Теплообмен в стволе нагнетательной скважины

Температура пластовой воды, нефти или газа равна геотермической температуре на глубине его залегания. Движущийся по стволу скважины нагнетаемый поток встречается со стенками скважины иной температуры (уравновешенной с геотермической температурой) и нагревается или охлаждается по пути движения. Результат такого теплообмена в нагнетательной скважине приведен на рис. 6.2.

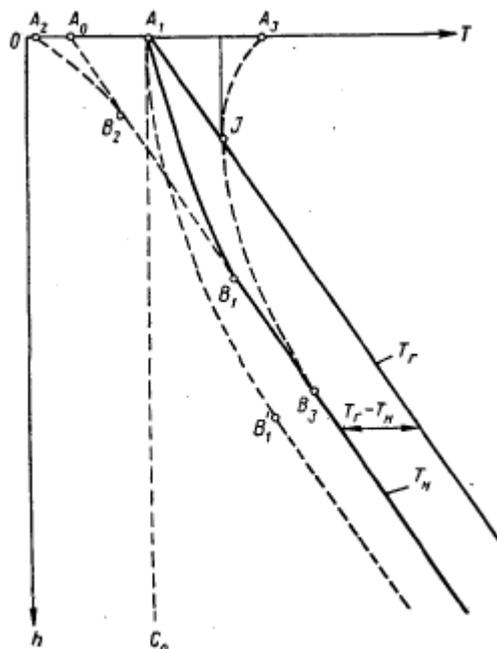


Рис. 6.2. Температурные кривые нисходящего потока жидкости в скважине [27]

С определенной глубины нагнетаемая вода оказывается холоднее окружающей ее горных пород, по пути движения вода нагревается. Фактическая температурная кривая отклоняется от первоначальной (на рис. 6.2 вертикальной прямой  $A_1-C_0$ ) на правую сторону до точки стабилизации наклона  $B_1$ , геотерма  $T_g$  проходит почти параллельно.

Так как температура нагнетаемой воды отличается от температуры нейтрального слоя в точке  $A_1$ , то начальный участок термограммы  $AB$  может вести себя по разному: выпуклый ( $A_2B_2$ ), прямой ( $A_0B_2$ ), вогнутый ( $A_3B_3$ ). При  $A_3B_3$  горячая вода попадает в скважину, а потом до некоторой глубины охлаждается и дальше начинает нагреваться.

В пересечении геотермы  $T_g$  и термограммы  $A_3B_3$  в точке  $J$  (точка инверсии) охлаждение потока переходит в нагревание (рис. 6.2). В точке инверсии касательная к температурной кривой отличаются вертикальным направлением. В точке инверсии температуры окружающей среды и потока одинаковы, поэтому температуры потока не меняются. Из вышесказанного можно сделать такой вывод, что на забое нагнетательной скважины температура практически не зависит от температуры нагнетаемой воды, если только точка стабилизации наклона этой кривой находится выше забоя. Снижение забойной температуры  $T_n-T_g$  определяется формулой:

$$T_n - T_r = -a \cdot c \cdot Q \quad (6.5)$$

где  $a$  – коэффициент, который зависит от условий теплообмена на стенках ствола скважины.

Интервал стабилизации наклона  $AB$  увеличивается, если увеличивается расход воды (см. кривую  $A_1B_{11}$ ). В случае, когда точка стабилизации опускается ниже забоя скважины, формула снижения забойной температуры недействительна.

### 6.2.3. Теоретические термограммы действующих скважин

Распределение температур в стволе действующей скважины зависит от многих факторов: расхода жидкости и газа, характера исходного геотермического распределения температур, депрессии на забое скважины, направления потока, числа продуктивных или поглощающих горизонтов, остановки скважины или времени работы и прочие [28].

Таким образом, можно получить целый ряд различных термограмм в одной скважине, интерпретация которых возможна лишь в том случае, когда известны условия работы скважины.

Основной термограммой действующей скважины будем считать кривую установившихся температур в пределах эксплуатационного или поглощающего объекта после достаточно длительного периода работы скважины на режиме постоянного отбора. На такой термограмме отражаются комплексное влияние в основном трех тепловых процессов: эффекта Джоуля–Томсона в пласте, теплообмена потока в стволе скважины с окружающей средой и калориметрического эффекта.

Интервалы поглощения различают, если они находятся на довольно больших расстояниях – более 20 метров. По термограмме лежащие вблизи интервалы поглощения не расчлняются. Градиент температуры в пределах мощных поглощающих пластов падает до нуля. Расход нисходящего потока в стволе скважины можно считать прямо пропорциональным понижению его температуры  $\Delta T$  по отношению к геотермической температуре. И это единственная возможность выделения приемистости вдоль разреза по основной термограмме нагнетательной скважины.

В нагнетательной скважине нет дроссельных и калориметрических эффектов. Основную роль здесь играет процесс теплообмена между стенками скважины и нагнетаемым потоком. Исходя из этого, можно сказать, что разрешающая способность термограммы нагнетательных скважин хуже, чем эксплуатационных.

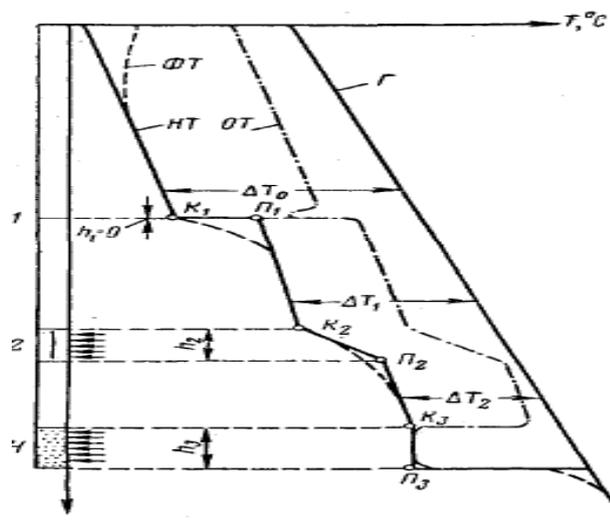


Рис. 6.3. Теоретическая термограмма нагнетательной скважины

Для выделения интервалов поглощения следует пользоваться термограммами остановленных нагнетательных скважин. После остановки нагнетательной скважины, которая работала длительное время через одну-две недели образуются отрицательные аномалии в пределах интервалов поглощения, так как на большем расстоянии от скважины принимающий пласт охлаждается и может сохранить холод годами (рис. 6.3). Однако по интервалам по таким термограммам вычислить приемистость часто не удается.

### 6.3. Модели температурных кривых нагнетательной скважины

Для определения критериев выделения работающих толщин по кривой температуры в интервале пласта, рассмотрим возможные ситуации для одного интервала перфорации.

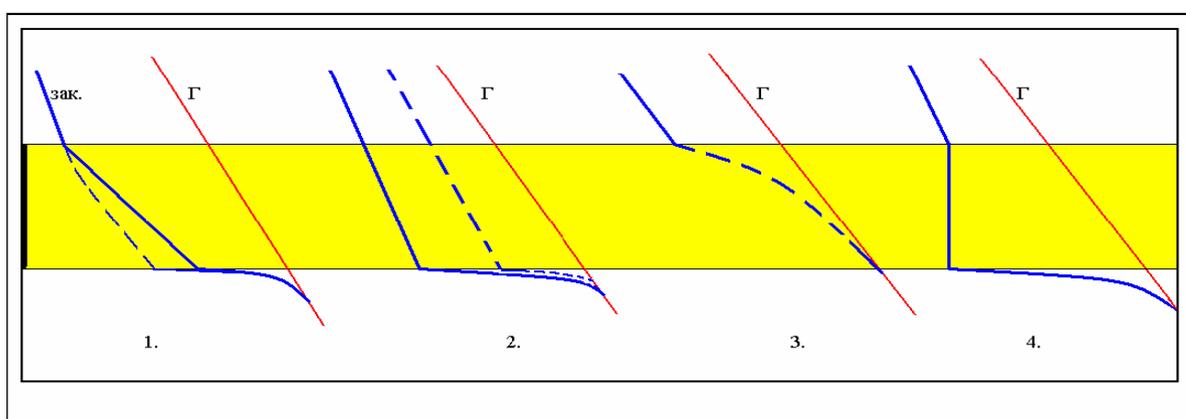


Рис. 6.4. Распределение температуры в интервале пласта при длительной закачке

Наиболее простая ситуация наблюдается в однородном пласте в режиме установившейся закачки (рис. 6.4 пункт 4) с нулевым значением градиента температуры по всей толщине пласта (пласт равномерно и хорошо поглощает воду). Ситуация 1 характерна для режима неуставившейся закачки, либо высокой неоднородности пласта и малой приемистости (менее 10 м<sup>3</sup>/сут).

Позиция 2 характерна для пласта, в котором закачиваемая вода поглощается подошвой, а приемистость верхних интервалов ничтожно мала.

Позиция 3 наблюдается в пласте, когда весь объем закачиваемой воды поглощается кровлей.

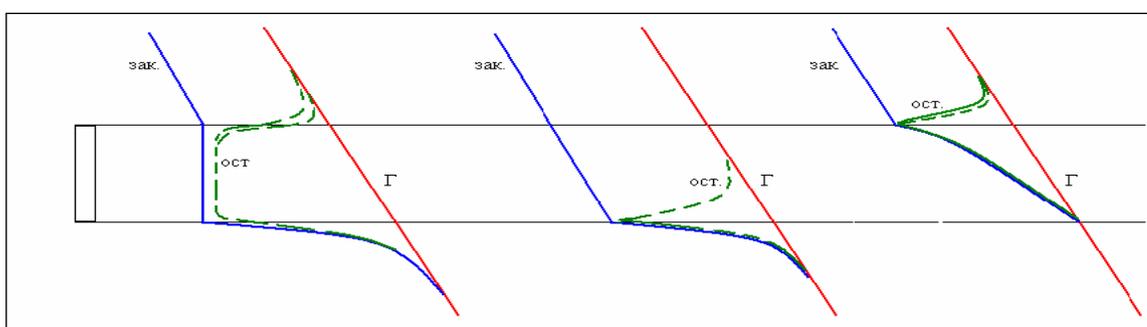


Рис. 6.5. Распределение температуры в интервале пласта в остановленной скважине

Учитывая высокую скорость переноса температуры по пласту закачиваемой водой, в интервале однородного пласта после остановки образуется аномалия охлаждения, границы которой совпадают с границами пласта, а градиент температуры внутри пласта отсутствует. В существенно неоднородных пластах максимум охлаждения приходится на наиболее проницаемый интервал (пунктирные кривые, рис. 6.5).

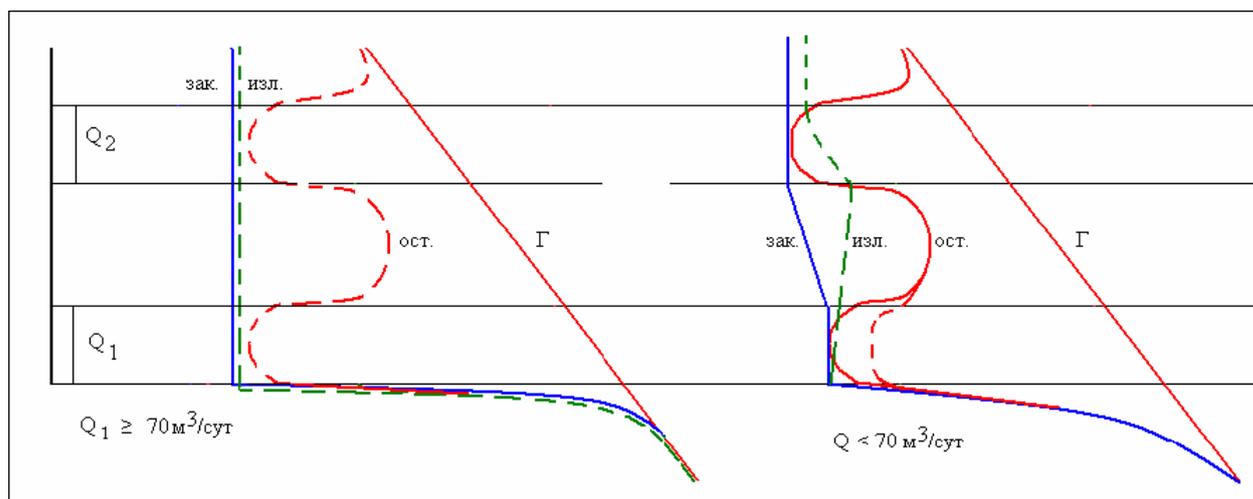


Рис. 6.6. Распределение температуры в двухпластовой системе

Вероятные распределения температуры в режиме закачки, остановки или излива для двухпластовой системы приведены на рис. 6.6. Следует обратить внимание на то, что при наличии двух и более интервалов перфорации режим закачки информативен для выделения принимающих интервалов только в том случае, когда приемистость нижних интервалов не превышает  $70 \text{ м}^3/\text{сут}$ . В противном случае, интенсивный поток по стволу полностью маскирует работу верхних интервалов и исключает возможность выделения верхних работающих интервалов в режиме установившейся закачки.

Остановка скважины на период более 2-6 часов после прекращения закачки, или перевод на излив дают возможность наблюдать признаки работы и верхних пластов. Для наблюдения приведенных остаточных аномалий необходима длительная выдержка скважины после остановки. Минимальное время начала проявления таких аномалий - 2 часа после полного прекращения движения жидкости в стволе скважины. Длительность расформирования аномалий охлаждения в зоне принимающих интервалов исчисляется годами.



принимающего закачиваемую воду пласта. Геотермическая температура на рисунке соответствует линии  $DT/DT_0=0$ , т.е.  $DT=T(z,t)-Tr(z)=0$  или  $Tr(z)=T(z,t)$ .

От продолжительности закачки и теплофизических свойств подстилающих пласт пород зависит глубина НЗ, на которой температура в зумпфе в процессе закачки практически равна геотермической. Так, при увеличении времени закачки и увеличении коэффициента температуропроводности пород увеличивается глубина НЗ.

#### **6.4. Анализ результатов термометрии нагнетательных скважин**

Для анализа результатов были выбраны три скважины.

##### 1. Скважина 310 куст 2 Вахского месторождения.

Результаты исследований приведены на рис. 6.8. На каротажной диаграмме представлены результаты исследования следующими методами: гамма-каротаж, ПС, термометрия, монометрия, расходометрия, локация муфт.

Прибор был остановлен на глубине 2454.2 м. Воронка НКТ отмечается на глубине 2411.8 м. Пакер установлен на глубине 2409.9-2411.8 м.

Границы фильтров перфорации 2427.4-2430.2 м, 2431.6-2447.0 м по МЛМ отмечаются в заявленных интервалах глубин, фильтр перфорации 2462.0-2469.0 м находится ниже глубины остановки прибора 2454.2 м.

По данным термометрии поглощение нагнетаемой жидкости отмечается в интервалах перфорации 2427.4-2430.2 м, 2431.6-2447.0 м и ниже глубины остановки прибора (2454.2 м).

Определение нижней границы приемистости не предоставляется возможным, в связи с остановкой прибора на глубине 2454.2 м.

По выполненному комплексу ГИС температурных аномалий, связанных с нарушением герметичности эксплуатационной колонны и колонны НКТ, в интервале исследования не выявлено. Пакер герметичен. Заколонная циркуляция выше фильтров перфорации не отмечается, определение ее ниже фильтров перфорации не представляется возможным, в связи с остановкой прибора на глубине 2454.2 м

Данные термометрии представлены в виде четырех кривых:

1. Кривая фонового замера
2. Кривая температуры под закачкой.
3. Кривая температуры в остановленной скважине через 15 минут после закачки.
4. Кривая температуры в остановленной скважине через 45 минут после закачки.

По кривой фонового замера четко выделяется аномалия охлаждения. По кривым в остановленной скважине так же наблюдается уменьшение температуры в интервалах перфорации. По данным термометрии можно сделать вывод, что наибольшая приемистость наблюдается в нижней части интервала перфорации. Данное предположение подтверждается данными расходомерии. При анализе кривых ниже интервала исследования можно сделать вывод, о том, что второй пласт Ю1-3, расположенный ниже глубины остановки прибора, оказывает свое влияние на кривые термометрии, конкретное заключение об этом сделать не представляется в связи с отсутствием замера в интервалах данного пласта.

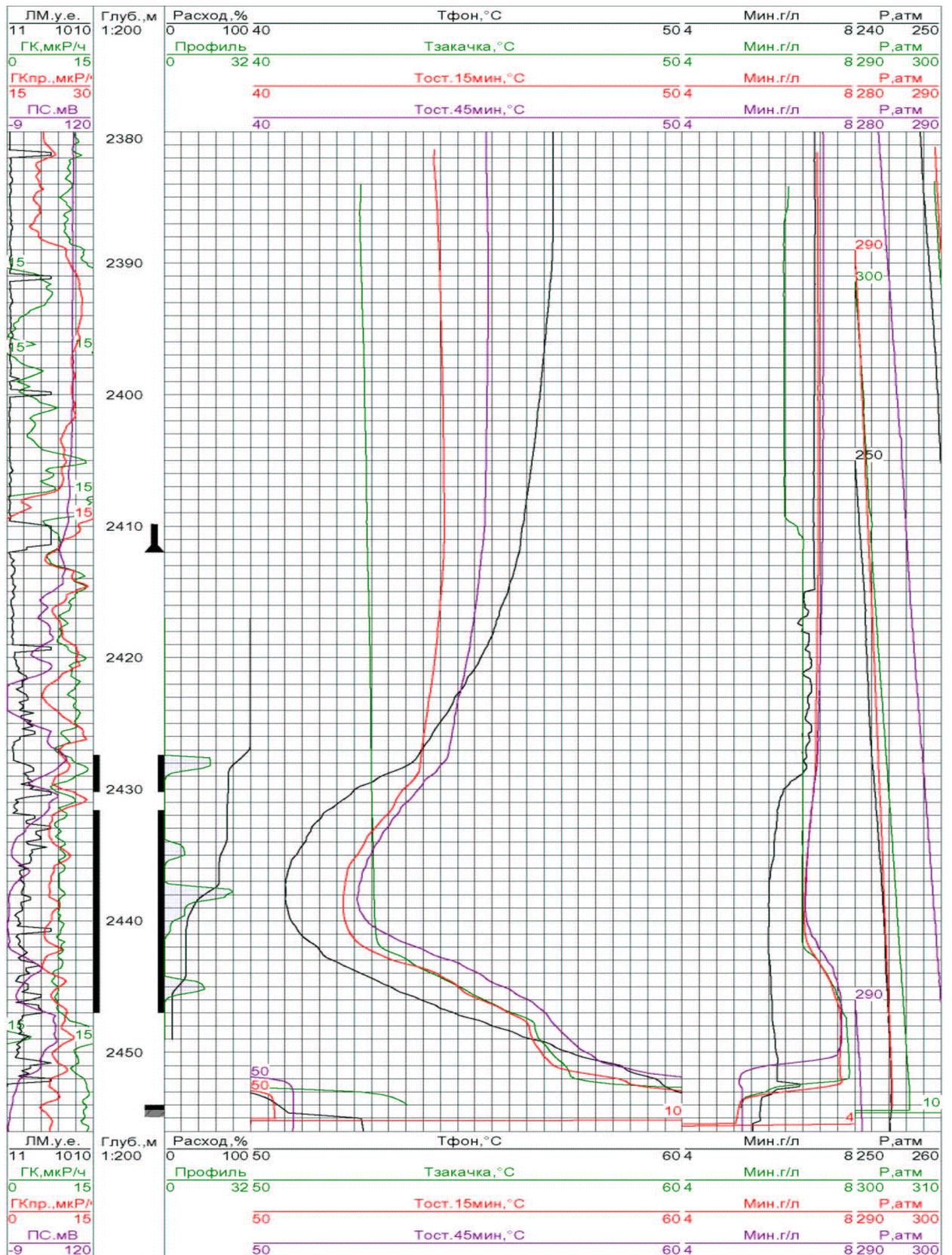


Рис. 6.8. Данные геофизических исследований по скв. 310 Вахского месторождения

## 2. Скважина 2049 куст 52 Северо-Вахского месторождения.

Результаты исследований приведены на рис. 6.9. На каротажной диаграмме представлены результаты исследования следующими методами: гамма-каротаж, ПС, термометрия, монометрия, расходометрия, локация муфт.

В изученном интервале разреза три перфорированных пласта.

Текущий забой отмечается на глубине 2599.3 м, воронка НКТ - на глубине 2440.7 м, пакер - на глубине 2428.4-2430.4 м.

Границы фильтров перфорации по МЛМ отмечаются в заданных интервалах глубин.

По данным термометрии поглощение нагнетаемой жидкости отмечается в интервалах перфорации 2463.6-2488.8 м, 2502.0-2503.0 м, 2524.0-2556.0 м. Нижняя граница приемистости по фильтру перфорации на глубине 2556.0 м. По выполненному комплексу ГИС явных признаков нарушения герметичности эксплуатационной колонны и колонны НКТ в интервале исследования не выявлено. Заколонная циркуляция выше и ниже интервала перфорации не выявлена. Забой герметичен.

Данные термометрии представлены в виде четырех кривых:

1. Кривая фонового замера
2. Кривая температуры под закачкой.
3. Кривая температуры в остановленной скважине через 15 минут после закачки.
4. Кривая температуры в остановленной скважине через 45 минут после закачки.

По кривой фонового замера четко выделяется аномалия охлаждения в интервалах первого перфорированного пласта 2463.6-2488.8 м. По кривым в остановленной скважине так же наблюдается уменьшение температуры в данном интервале перфорации.

По данным термометрии можно сделать вывод, что наибольшая приемистость наблюдается в нижней части интервала перфорации. Во втором интервале перфорации 2502.0-2503.0 м так же наблюдается уменьшение показаний термометрии. В третьем интервале перфорации 2524.0-2556.0 м аномалии по термометрии имеют самый четко выраженный характер, что свидетельствует о том, что наибольшая приемистость наблюдается именно в этом интервале. Это так же подтверждает данные расходомерии. Выход кривых термометрии на забой скважины практически повторяют теоретические кривые (рис. 6.7), что свидетельствует о герметичности забоя. Непосредственно на самом забое, кривые термометрии слегка изрезаны - это указывает на загрязнение забоя.



### 3. Скважина 890 куст 35 Советского месторождения.

Результаты исследований приведены на рис. 6.10. На каротажной диаграмме представлены результаты исследования следующими методами: гамма-каротаж, ПС, термометрия, монометрия, расходометрия, локация муфт.

Текущий забой отмечается на глубине 1865.8 м, воронка НКТ - на глубине 1834.7 м. Установка пакера – на глубине 1821.2-1823.8 м. Границы фильтра перфорации по МЛМ отмечаются в заявленном интервале глубин.

По данным термометрии поглощение нагнетаемой жидкости отмечается в интервалах перфорации 1848.0-1862.4 м. Определение нижней границы приемистости не предоставляется возможным, в связи с уходом жидкости ниже глубины текущего забоя 1865.8 м. В интервале глубин 1839.6-1865.8 м отмечается радиогеохимическая аномалия (РГХА). По выполненному комплексу ГИС температурных аномалий, связанных с нарушением герметичности эксплуатационной колонны и колонны НКТ, в интервале исследования не выявлено. Пакер герметичен. Заколонной циркуляции выше фильтров перфорации не отмечается, определение ее ниже фильтров перфорации не представляется возможным, в связи с малой величиной зумпфа. Данное месторождение является многопластовым. На каротажной диаграмме представлен только один пласт.

Данные термометрии представлены в виде четырех кривых:

1. Кривая фонового замера
2. Кривая температуры под закачкой.
3. Кривая температуры в остановленной скважине через 15 минут после закачки.
4. Кривая температуры в остановленной скважине через 45 минут после закачки.

В интервале 1805-1820 четко выделяется аномалия по данным термометрии, так как интервал перфорации находится ниже, то данная аномалия обусловлена наличием пакера, установленного в данном интервале.

По кривой фонового замера четко выделяется аномалия охлаждения в интервалах перфорированного пласта 1848.0-1862.4 м. По кривым в остановленной скважине так же наблюдается уменьшение температуры в данном интервале перфорации. По данным термометрии можно сделать вывод, что наибольшая приемистость наблюдается в нижней части интервала перфорации, что так же подтверждается данными расходомерии.

Так как на каротажной диаграмме представлен только один пласт, то кривые имеют незаконченный вид и далеки от теоретических (рис. 6.11). Это обусловлено остановкой прибора и заданным интервалом исследования.

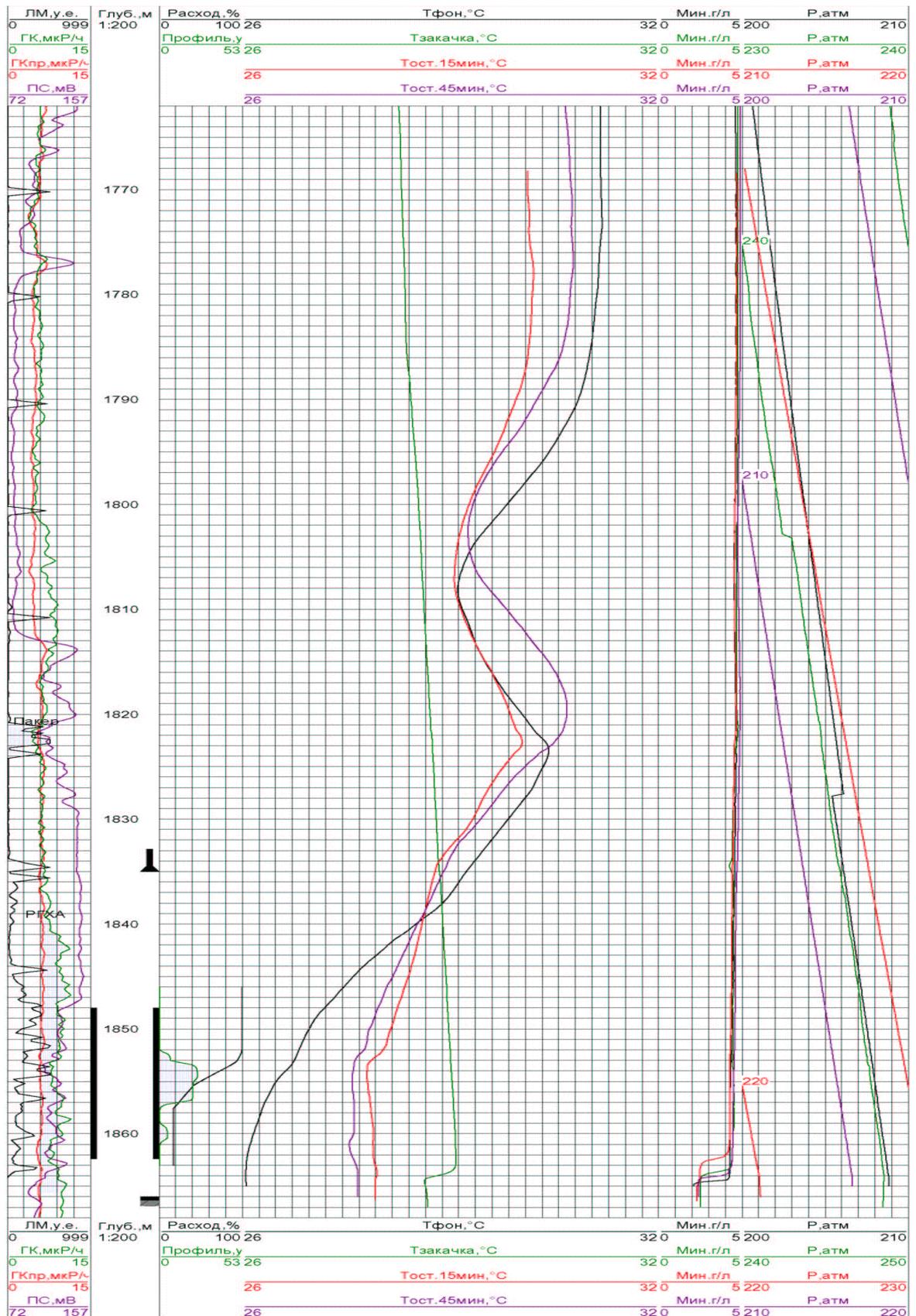


Рис. 6.10. Данные геофизических исследований по скважине 890 Советского месторождения

## **Заключение**

Анализ данных термометрии в нагнетательных скважинах показывает, что практические кривые термометрии намного сложнее теоретических. Это связано с конкретными условиями (геологическими, технологическими) ведения работ в конкретных скважинах, с влиянием конструкции нагнетательных скважин и оборудования, а так же технологией нагнетания воды в пласт.

В дальнейшем следует сделать обобщение результатов реальных температурных наблюдений в нагнетательных скважинах месторождений Западной Сибири и создать банк моделей температурных кривых, адаптированных к геологическим и технологическим условиям ведения работ на месторождениях этого региона.

## **7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **7.1. Таблица видов и объемов проектируемых работ**

Лянторское нефтегазовое месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Проектируемые геофизические исследования будут проводиться промысловой партией входящей в состав геофизической экспедиции открытого акционерного общества «Сургутнефтегаз». Предприятие обладает всеми возможностями для проведения данного вида работ. Проведение полевых работ будет осуществляться вахтовым методом. На производственной базе предприятие располагает развитой инфраструктурой - благоустроенным теплым общежитием гостиничного типа, русской баней, метрологическим цехом, ангаром для всех видов техники, оборудованным складом ВВ и РВ, парком автомобильной техники и скважинных приборов.

Основная часть камеральных и планово-экономических работ будут осуществляться в головном офисе предприятия, расположенном в г. Сургуте. Предприятие располагает своей интерпретационной службой, оснащенной новейшим компьютерным и программным обеспечением.

В составе геофизической экспедиции, камерально-интерпретационной партии, экономическо-планового отдела, аппарата управления трудятся квалифицированные специалисты, имеющие большой опыт работы, связанный с данным родом исследованиями.

Предприятие планирует приобретение нового программно-аппаратного комплекса для расширения комплекса предоставляемых геофизических услуг.

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

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением геологического задания, необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное

либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от видов и объемов работ; геолого-географических условий; материально-технической базы предприятия; квалификации работников; уровня организации работ.

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований. В данном случае проектный забой скважин – 2195 м.

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

Расчёт затрат по видам работ производится на основании расценок по видам работ, принятых в ОАО «Сургутнефтегаз».

Таблица 7.1 – Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследований	Масштаб записи	В интервале, м		Итого, м
			Кровля	Подшва	
<b>Каротаж в открытом стволе</b>					
1	Ст.каротаж, ПС	1:200	2120	2195	75
2	БКЗ, 5 зондов	1:200	2120	2195	75
3	Микрокаротаж	1:200	2120	2195	75
4	ВИКИЗ	1:200	2120	2195	75
5	Акустический каротаж	1:200	2120	2195	75
6	Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	1:200	2120	2195	75
7	Кавернометрия	1:500	2120	2195	75

Проезд до места исследований автомобильным транспортом.

Тех дежурство – 6 ч.

Интерпретация – 50% от стоимости полевых работ.

## 7.2. Расчет затрат времени, труда и оборудования по видам работ

Весь комплекс работ, проводящихся геофизической партией, состоит из последовательных этапов, входящих в технологический процесс проведения ГИС:

1. Подготовительные-заключительные работы на базе и на скважине;
2. Проезда на скважину и обратно;
3. Проведение геофизических исследований в скважине.

Расчеты затрат времени приведен в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Расчет затрат времени проектируемых работ

№	Вид работ (метод)	Масштаб	Интервал, (м)		Объем	Ед. изм.	Норма времени, час/100м	Коэффициент	Итого времени (час)
			Кровля	Подшва					
1	Ст.каротаж ПС	1:200	2120	2195	75	м	0,033х 2	1,15	0,06
2	БКЗ, 5 зондов	1:200	2120	2195	75	м	0,033х 5	1,15	0,14
3	Микрокаротаж	1:200	2120	2195	75	м	0,135	1,15	0,12
4	ВИКИЗ	час	2120	2195	1	час	1		1
5	Акустический каротаж	1:200	2120	2195	75	м	0,125	1,15	0,11
6	Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	1:200	2120	2195	75	м	0,25	1,15	0,21
7	Каверномер	1:500	2120	2195	75	м	0,062	1,15	0,05
8	СПК	м			41090	м	0,018		4,74
9	ПЗР на базе	опер.			1	опер.	0,6		0,6
10	ПЗР на скважине	опер.			1	опер.	0,7		0,7
11	Проезд				25	КК	50 км/ч		0,5

Таблица 7.2 – Продолжение

12	Тех дежурств о	час			6	час	6		6
13	Вспом. работы	опер.			4	опе р.	0,98		3,92
14	<b>Итого на одну скважину</b>								<b>18,15</b>

### Перечень оборудования

Проведение геофизических исследований на Лянторском месторождении будут производиться следующей аппаратурой, выбор которой основывался на геофизической изученности по результатам предыдущих работ и поставленной задаче данного проекта.

Каротаж методами ПС, КС, БКЗ, будут производиться прибором К1А-723М, МКЗ будет производиться прибором МК-ГМ, для кавернометрии будет применяться прибор СКПД-3, НКТ и ГК будут выполняться прибором СРК-2М, ВИКИЗ будет производиться прибором ВИКИЗ, для АК будет использоваться прибор АКВ-1.

### Организация работ

Общий технологический процесс геофизических исследований скважин состоит из следующих операций:

- подготовительно-заключительные работы на базе;
- переезд на скважину;
- подготовительно-заключительные работы на скважине;
- исследования в скважинах (собственно ГИС).

Численный и квалификационный состав партии:

- начальник партии (оператор);
- каротажник;
- машинист.

Основная часть камеральных и планово-экономических работ осуществляются в головном офисе предприятия, расположенном в г.Сургут.

Предприятие располагает своей интерпретационной службой, оснащенной новейшим компьютерным и программным обеспечением.

В составе геофизической экспедиции, камерально-интерпретационной партии, экономическо-планового отдела, аппарата управления трудятся квалифицированные специалисты, имеющие большой опыт работы, связанный с данным рода исследованиями.

Таблица 7.3 – Расчет затрат по статье “Амортизация основных средств”

Наименование	Потребное количество с учет. резерв.	Блансовая стоимость (руб.)	Норма амортиз. отчисл.	Сумма (руб.)
Станция КЕДР	1,25	2 459 797,00	20,0%	51245,77
Подъемник ПКС-3,5м	1,25	1 976 000,00	20,0%	41166,67
Контейнер под источник нейтронов	2	10 500,00	20,0%	3500
<i>Скважинная аппаратура</i>				
К1А-723М	1	856 470,00	20,0%	14274,5
МК-ГМ	1	536 260,00	20,0%	8937,67
СКПД-3	1	428 890,00	20,0%	7148,17
СРК-2М	1	560 380,00	20,0%	9339,67
ВИКИЗ	1	723 546,00	20,0%	12059,1
АКВ-1	1	470 500,00	20,0%	7841,67
Термоплотер АЛТ - 280	1	37 243,00	20,0%	620,72
Итого в месяц				156133,94

Таблица 7.4 – Расчет по статье "Расход ГСМ" (авт. УРАЛ)

Наименование	Нормарасхода(литр/час)	Фонд времени(час/мес.)	Расход ГСМ(литр/мес.)	Стоимость(руб./литр)
Расход ГСМ (1 авт.) - д/топливо	14,4	360	6 244,92	15,17
- масло (5% от расх.д/топл.)	0,4	360	174,10	25,00
<i>Итого:</i>				99 087,84

Таблица 7.5 – Расчет затрат по статье “Износ геофизического кабеля”

Наименование	Годовой расход	Потребное количество (м)	Цена за ед.(1000 м)	Сумма в год(руб)	Сумма изнз.(руб.)
Кабель КГ-3-60-180	1 год	4 000	36225,00	1 449 000,00	12 075,00
<i>Итого износ в месяц:</i>	<i>12 075,00</i>				

Таблица 7.6 – Основные расходы на проектно-сметные работы

№ п/п	Статьи основных расходов	Коэф. загрузки	Зарплата мес. (т/р)	Коэффи-циент	Итого (т.р.)
<b>I.</b>	<b>Основная: з/п</b>				
1.	Начальник экспедиции	0,3	15	1,5	6,75
2.	Ведущий геофизик	0,3	13	1,5	5,85
3.	Геофизик I категории	0,7	11	1,5	11,55
4.	Геофизик технолог	1	8	1,5	12,00
5.	Инженер сметчик	1	8	1,5	12,00
6.	Геолог I категории	1	7	1,5	10,50
7.	Техник-оформитель	0,8	5	1,5	6,00
	Итого осн. з/п				64,65
<b>II.</b>	<b>Дополнительная з/п 7,9 % от осн. з/п</b>				5,12
	<b><u>Итого ФЗП</u></b>				69,77
<b>III.</b>	<b>Отчисления на соц. страх.26%</b>				18,1402
<b>IV.</b>	<b>Материалы 15%</b>				10,4655
<b>V.</b>	<b>Амортизация:</b>				

Таблица 7.6 – Продолжение

1.	Амортизация основных ср- в		156133,94
2.	Износ геоф. кабеля		12 075,00
3.	Расход ГСМ		99 087,84
4.	Компьютеры 3%		2,0931
5.	Здания 3%		2,0931
<b>VI.</b>	<b>Услуги 5%</b>		3,4885
<b>VII.</b>	<b>Транспорт 1%</b>		0,6977
<b>Итого: проектно-сметные работы (т/р)</b>			<b>374,0449</b>

Таблица 7.7 – Расчет суммы основных расходов по видам работ

Наименованиеисс ледований	Мас ш- таб	Замеры и отборы производятся, м			Расцен ка	Коэф фицие нт	Сумма, руб.
		От	До	Объе м			
1	2	3	4	5	6	7	8
Ст.каротаж, ПС	1:20 0	2120	2195	75	5,46x2	1,29	1056,51
БКЗ, 5 зондов	1:20 0	2120	2195	75	5,46x5	1,29	2641,27
Микрокаротаж	1:20 0	2120	2195	75	15,6	1,29	1509,3
ВИКИЗ	час	2120	2195	1	336,76	1,29	217,21
Акустический каротаж	1:20 0	2120	2195	75	17,71	1,29	1713,44
Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	1:20 0	2120	2195	75	25,11	1,29	2429,39

Таблица 7.7 – Продолжение

Каверномер	1:50 0	2120	2195	75	5,63	1,29	544,70
СПК	м			26340	2,06	1,79	97126,12
ПЗР на базе	опер.			1	81,84	1,14	93,30
ПЗР на скважине	опер.			1	95,48	1,14	108,85
Тех дежурство	час			6	136,40	1,14	932,98
Вспом. работы	опер.			4	95,48	1,14	435,39
<b>Итого стоимость комплекса на одну скважину</b>							<b>108808,46</b>

Таблица 7.8 – Общий расчет сметной стоимости геологического задания

(СМ-1)

№ п/ п	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого (т.р.):
		Ед. изм.	Коли- честв о		
1	<b>ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ</b>				
А.	Собственно геологоразведочные работы:				
	проектно-сметные	мес	1	106,7481	374,0449
	полевые	скв	1	108,80846	108,80846
	организация и ликвидация полевых работ	опер	1	0,20214	0,20214
	камеральные и т.д.	%	100	108,80846	108,80846
.	Сопутствующие работы и затраты				
	транспортировка грузов и персонала	км	50	50р/км	2,5

Таблица 7.8 – Продолжение

	транспортировка вахт (вертолет)	час	4	30	120
	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	20	591,86396	118,37279
	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	591,86396	88,77959
	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	полевые довольствия	%	2	591,86396	11,83728
	доплаты	%	10	591,86396	59,18640
	охрана природы	%	2	591,86396	11,83728
	ПОДРЯДНЫЕ РАБОТЫ				
	РЕЗЕРВ	%	10	591,86396	32,45672
	<b>ИТОГО сметная стоимость</b>			<b>1036,83402</b>	
	Договорная цена с учетом НДС (+ 18%)			<b>1223,46414</b>	

## **8. Социальная ответственность**

Проектируемые геофизические работы будут проводиться на Лянторском месторождении. В административном отношении Лянторское месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 35 км к северо-западу от города Сургута и находится в зоне деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». Ближайшие месторождения – Савуйское, Быстринское, Западно-Сургутское.

Климат резко континентальный, характеризуется суровой продолжительной зимой, сравнительно коротким, но теплым летом. Зимой толщина снежного покрова на болотах достигает 0,5-1м, в лесных массивах 1,5-2м. Толщина льда на больших реках 0,4-8м. Снег обычно лежит с начала октября до середины апреля. Средняя дневная температура июля  $+17^{\circ}$  С и января  $-25^{\circ}$  С. Количество осадков в год достигает 482 мм, максимальное количество осадков приходится на май, август. Полевые работы проводятся круглогодично. Выполнение работ ГИС на Лянторском 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.

### **8.1. Производственная безопасность**

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных

работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности.

В таблице 8.1 приведены основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 8.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении геофизических работ

Этапы работ	Наименование запроектированных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [10])		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
Полевой	Геофизические исследования в скважинах:  ПС, БК, МКЗ, БКЗ, ВИКИЗ, ГК, НКТ, АК, кавернометрия, инклинометрия.	1.Электрический ток  2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования  3.Пожаро-опасность	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе  2.Превышение уровней шума  3.Недостаточная освещенность рабочей зоны (в ночное время суток)  4.Превышение уровня ионизирующих излучений	ГОСТ Р 12.1.019-2009[11] ГОСТ 12.1.030-81 [12] ГОСТ 12.1.038-82 [13] ГОСТ 12.1.003-2014 [2] ГОСТ 12.2.003-91 [17] ГОСТ 12.2.062-81 [15] ГОСТ 12.4.125-83 [16]  СП.52.13330.2011 [5] ГОСТ 12.1.004-91 [22]  ОСПОРБ-99 [6]
Камеральный	Интерпретация и обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров	1.Электрический ток  2.Пожаро-опасность	1.Отклонение показателей микроклимата в помещении  2.Недостаточная освещенность рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.548-96 [7] ГОСТ 12.1.030-81 [12] ГОСТ 12.1.038-82 [13] СП.60.13330.2012 [9] ПУЭ [21] СП.52.13330.2011 [5]

### **8.1.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению (*производственная санитария*)**

Вредные производственные факторы – факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве.

#### **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.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, где климат района резко континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура самого холодного месяца (января) –22°С.

Так как полевые работы проводятся круглый год, указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. 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 [1].

## **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 12.1.003-2014 [2] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [3]. 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. 8.2. представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Таблица 8.2 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-2014)

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	95	87	82	78	75	73	71	69	80

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.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- Виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- Использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлемы и каски, специальные костюмы и обувь) [2].

### 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.

Рабочее освещение нормируется СП.52.13330.2011 [5] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. 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.

При подготовке скважин к геофизическим работам, которые проводятся в ночное время, освещение обеспечивает Заказчик.

Освещенность при этом должна быть следующей:

- устья скважины не менее – 50лк;
- мостков, кабеля и путей переноса скважиной аппаратуры не менее – 25лк;

При освещенности буровой ниже указанных норм производство геофизических работ в темное время суток запрещается [5].

#### **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.

Во время ГИС возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений согласно ОСПОРБ – 99 [6].

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. 8.4).

Таблица 8.4 – Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)

Категория облучаемых лиц		Назначение помещений и территорий	Продолжительность облучения, ч/год	Проектная мощность эквивалентной дозы, мкЗв/ч
Персонал	Группа А	Помещения постоянного пребывания персонала	1700	6
		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

Группа А – непосредственно работающие с источником ионизирующего излучения.

Группа Б – обслуживающий персонал, находящийся на территории ионизирующего излучения.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила[6]:

- 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 можно 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 [4] и СанПиН 2.2.4.548-96 [7]. 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 (персональная электронно-вычислительная машина) и ВДТ (видеодисплейный терминал). 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 [8].

Таблица 8.5 – 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 8.5 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе. Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления или кондиционирования. Расчет потребного количества воздуха для местной системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения, согласно СП 60.13330.2012 [9]. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м<sup>3</sup>, составляет не менее 30 м<sup>3</sup>/чел.\*час.

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

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП.52.13330.2011 [5]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна.

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.

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 (ЛБ-40), 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.

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые 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 [5].

## **8.1.2. Анализ опасных производственных 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 [10].

### **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.

При работе с электрическим током нужно соблюдать требования электробезопасности, согласно (ГОСТ 12.1.030-81 [12], ГОСТ 12.1.019-79 [11], ГОСТ 12.1.038-82 [13]).

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:

1. обеспечением недоступности прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
2. устройством защитного заземления;
3. защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
4. применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
5. проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний
6. применением устройством зануления;
7. применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
8. организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
9. специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

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

средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки [14].

## **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 вследствие, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажно-демонтажных работах на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [15], ГОСТ 12.4.125-83 [16], ГОСТ 12.2.003-91 [17]).

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 неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с правилами [18]. 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[19].

### **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. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [13].

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

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 [10], ГОСТ 12.1.019-79 [20], ГОСТ 12.1.038-82 [11]).

Согласно ПУЭ [21] помещение с ПЭВМ относится к категории без повышенной опасности. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования).

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 [12].

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 [13].

## **2. Пожароопасность**

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 [22].

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 – 1 шт.
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:

- Причины электрического характера – короткое замыкание, нагрев оборудования;
- Открытый огонь – сварочные работы, курение;
- Удар молнии;
- Разряд зарядов статического электричества.

Согласно ПУЭ [21] 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:

- измерение сопротивления изоляции  $R > 0,5 \text{ МОм}$ ;
- защита от механических повреждений;
- 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. организация специальных мест для курения;

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 с изолированными ручками, указателей напряжения, резиновые коврики, диэлектрические ботинки, изолирующие подставки. В камеральном помещении, где установлены компьютеры, должен находиться углекислотный огнетушитель (ОУ-3).

## **8.2. Экологическая безопасность**

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

### *Влияние на литосферу*

Проведение буровых работ может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в:

### 1. Уничтожении и повреждении почвенного слоя.

Это может быть вызвано неправильной прокладкой дорог и размещением буровых установок, нерациональным использованием земельных участков под них, а также несоблюдением правил и требований.

### 2. Загрязнение горюче-смазочными материалами (ГСМ), промывочными растворами и химическими реагентами (понижители водоотдачи и вязкости, пеногасители, смазочные добавки и т.д.).

Загрязнение происходит в результате слива отработанных жидкостей непосредственно на почву.

### 3. Загрязнение производственными отходами.

По окончании буровых работ будет проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывезут, остатки дизельного топлива и моторного масла будут сожжены, нарушенный растительный покров закроют дерном и почвенным слоем. Проведут биологическую рекультивацию - озеленение.

#### *Влияние на гидросферу*

В процессе бурения не исключено загрязнение гидросферы. Загрязнение может происходить путем слива использованных жидкостей (ГСМ, промывочные жидкости и химические реагенты) в открытые водные бассейны, а также путем просачивания загрязняющих агентов через почву.

Таким образом, места временного хранения отходов должны быть оборудованы, во избежание попадания их в гидросферу. Будет предусмотрена обваловка площадок земляным валом, сооружение поддонов. После окончания работ отходы будут утилизированы.

#### *Влияние на атмосферу*

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу происходят в результате эксплуатации двигателей внутреннего сгорания. В атмосферу поступают летучие фракции горюче-смазочных материалов (ГСМ), твердые частицы и

продукты сгорания. Вредные вещества, выбрасываемые в атмосферу, относятся к 1-4 классам экологической опасности.

Таблица 17 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе (ГОСТ 12.1.005-88) [4]

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Агрегатное состояние	Класс опасности	Особенности действия на организм
Азот диоксид	2	п	3	О
Бензол +	15/5	п	2	К
Бенз(а)пирен	0,00015	а	1	К
Бензин	100	п	4	
Углеводороды	300	п	4	

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.

### **8.3. 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.

*Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера*

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии бурения и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К таким относятся незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, размножаются и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения. В перечне документов фиксируются причины аварий, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избежания выбросов в будущем.

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 [24].

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

Геофизические работы в скважинах (кроме ГТИ в процессе бурения) должны производиться в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (подрядчика). При ликвидации аварий с помощью взрывных методов, выполнении любых геофизических работ в скважинах поглощающих (при полном и катастрофическом поглощениях), ликвидации аварий, связанных с оставлением в скважинах взрывчатых материалов и источников ионизирующих излучений, работы должны вестись по разовому плану работ, утвержденному главными инженерами этих организаций.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный

вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований. .

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным "Заказчиком" и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей МБУ (эстакады).

Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, стандартов электробезопасности. Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство спуска и извлечения скважинных приборов.

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ.

При работе буровых агрегатов по обеспечению проведения геофизических работ (дополнительная проработка скважины, подъем оставленных в скважине приборов с помощью бурильных труб и т.д.) персонал геофизических подразделений может находиться на буровой установке только с согласия руководителя буровых работ.

Геофизические работы через бурильные трубы допускается проводить только по плану, совместно утвержденному буровой и геофизической организациями. Перед проведением геофизических работ буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать работе геофизической партии (отряда). Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и

переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. При невозможности уборки мешающих переходам и переноске скважинных приборов предметов, над ними должны устраиваться переходы (трапы, мостки). Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более  $2/3$  разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Во избежание затаскивания скважинных приборов на блок на кабеле должны быть установлены три хорошо видимые метки. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч. Каротажный подъемник (каротажная станция) должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками (подколками, якорями) так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе

выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон. Усилие натяжения кабеля при "расхаживании" с целью освобождения от прихвата не должно превышать 50 % его разрывного усилия. При необходимости обрыва кабеля должны быть приняты дополнительные меры предосторожности.

Перед спуском скважинных приборов, содержащих взрывчатые и радиоактивные вещества, необходимо провести контрольное шаблонирование: диаметр шаблона должен быть не менее, а длина и масса - не более соответствующих размеров и массы скважинного снаряда (прибора).

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при: а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч); б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах); в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении.

При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место [23].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте на основе анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований и физико-геологической модели проектируемой скважины был подобран оптимальный комплекс методов ГИС: ПС, БК, НКТ, ГК, АК, МКЗ, БКЗ, ВИКИЗ, кавернометрия и инклинометрия. Необходимость использования геофизических исследований скважин обуславливается тем, что с их помощью можно выполнить литологическое расчленение разреза, выделить коллектора, оценить фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, провести оценку характера насыщения и уточнение положения ГНК.

В специальной главе при анализе данных термометрии в нагнетательных скважинах можно сказать, что практические кривые термометрии намного сложнее теоретических. Это связано с конкретными условиями (геологическими, технологическими) ведения работ в конкретных скважинах, с влиянием конструкции нагнетательных скважин и оборудования, а так же технологией нагнетания воды в пласт.

В дальнейшем следует сделать обобщение результатов реальных температурных наблюдений в нагнетательных скважинах месторождений Западной Сибири и создать банк моделей температурных кривых, адаптированных к геологическим и технологическим условиям ведения работ на месторождениях этого региона.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ширшков А.И. Охрана труда в геологии.- М.: Недра, 1990. – 235с.
2. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3. 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.
4. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
5. СП.52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
6. ОСПОРБ – 99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
7. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
8. 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.
9. СП.60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
10. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
11. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
12. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
13. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
14. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб. – метод. пособие. – Томск: изд-во ТПУ, 2003. – 144 стр.
15. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

16. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
17. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
18. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.- М.: 1999. -67с.
19. 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.
20. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержания в них компонентов. Справочник/ Под ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана.- М.: Недра 1989г.
21. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
22. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
23. Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93
24. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
25. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2008. – 551 с.
26. Справочник «Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин» под редакцией доктора геолого-минералогических наук В.М. Добрынина, Москва, «Недра», 1988
27. М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов «Обработка и интерпретация геофизических исследований скважин», Москва, «Недра», 1990
28. Геофизические исследования скважин: Справочник мастера по промысловой геофизике/ под общ.ред. В.Г.Мартынова, Н.Е.Лазуткиной, М.С.Хохловой. – М.:Инфраинженерия, 2009. – 960 с.

29. «Термогидродинамические исследования при различных типах работы скважин», 000”НПФ Геотек”, УФА 2002 г

30. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследования и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».

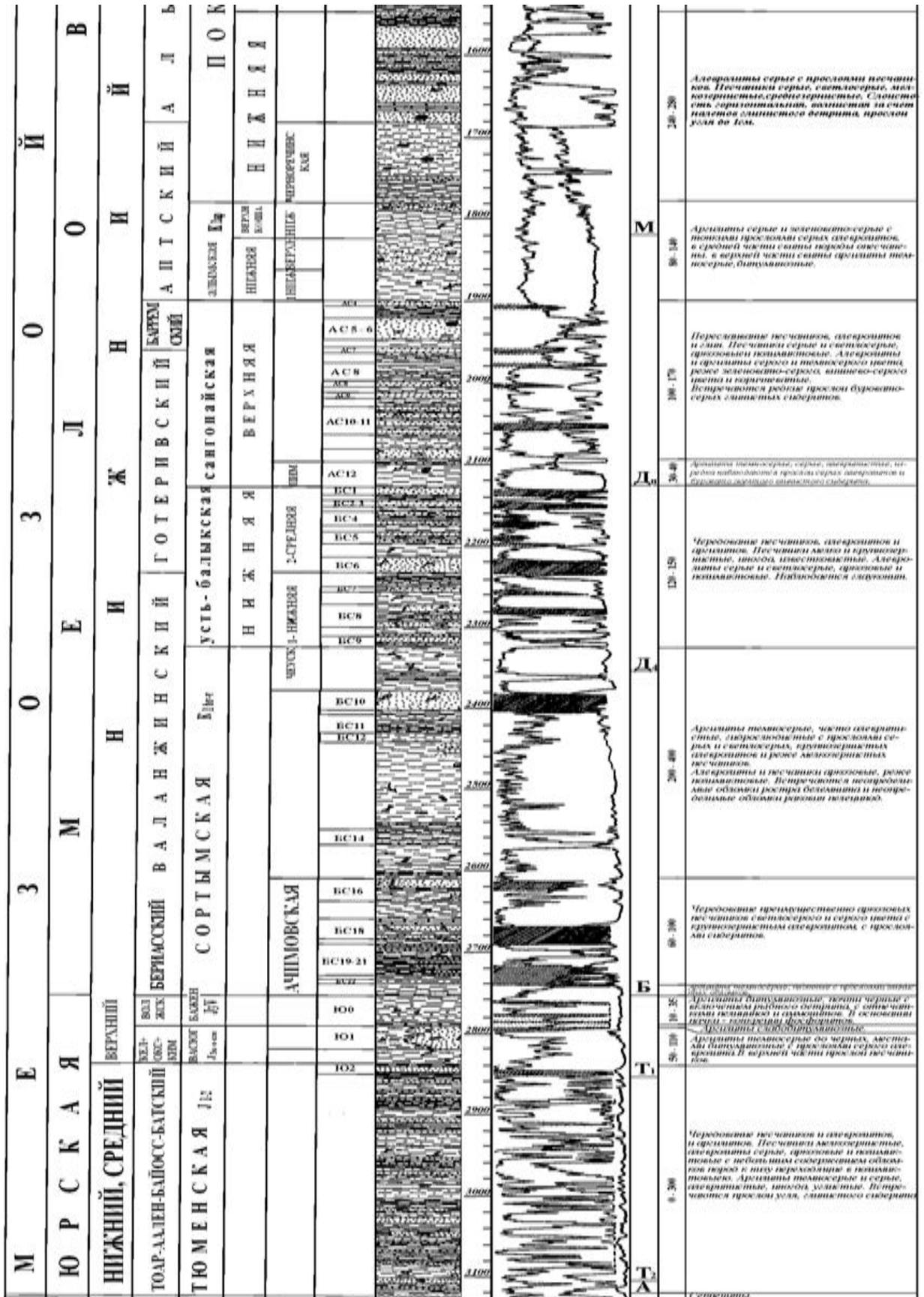
31. Киселёв А.В. «Техническое описание, инструкция по эксплуатации». Прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М. 2001 г.– 22 с.

32. ПРИБОР МК-ГМ(МБК-90).Руководство по эксплуатации. ГИЦН 2.750.068 РЭ.– 32 с.

33. Геофизические методы исследования скважин и скважинная аппаратура

34. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Геофизические исследования скважин: Учеб. для вузов. Под ред. Д.г.-м.н. В.М. Добрынина, к.т.н. Н.Е. Лазуткиной – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 400 с.





## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Основные петрофизические константы и уравнения для определения ФЕС коллекторов по продуктивным пластам

#### Лянторского месторождения

Место рождения	Пласты	Характер насыщения		K <sub>п</sub>		K <sub>пр</sub>		K <sub>н</sub>	K <sub>н</sub> по гипсометрии	Примечание	
		Критерий коллектора	Характер насыщения	по ПС	по ГК	по ПС	по ГК				
Лянторское	АС <sub>7</sub>	$\alpha_{ПС} \geq 0,25$	$\rho_n^H = 5,38 + 4,62 * \alpha_{ПС}$	$6,67 * \alpha_{ПС} + 19,33$	$26,45 - 12,6 * \Delta J_{ГК}$	$\lg K_{пр} = 4,42 * \alpha_{ПС} - 1,246$	$\lg K_{пр} = 2,8 - 2,7 * \Delta J_{ГК}$	$P_o = \rho_n / 0,24$		Переоценка балансо-	
	АС <sub>8</sub> <sup>1</sup>	$\alpha_{ПС} \geq 0,35$	$\rho_n^B = 3,82 + 3,08 * \alpha_{ПС}$		(ГТП-1, 2001г.)		(ГТП-1, 2001г.)	$\ln W_B = 0,144 * \ln^2 P_o - 1,87 * \ln P_o + 7,2699$		вых запасов нефти и	
	АС <sub>8</sub> <sup>2</sup>	$\alpha_{ГК}^Г \geq 0,46$	(п/з, 1992г)		$K_{п} = (2,68 - ГГКП) / 1,68$			$K_{н}^{min} = 25\%$		заза по Лянторскому	
	АС <sub>9</sub>	$\alpha_{ГК}^H \geq 0,53$	для гориз. скв.		$K_{п}^2 = (AK - 170) / 470$			$\rho_B = 0,24$		месторождению. 1992г.	
	АС <sub>10</sub>	$K_{п}^{KP(\Gamma)} = 21$	$\rho_n^H = 8,2$								
	АС <sub>11</sub>	$K_{п}^{KP(H)} = 21,7$	$\rho_n^B = 5,8$ (ГТП-1, 2003г)								
	АС <sub>11-12</sub>										
	БС <sub>1</sub>	$\alpha_{ПС} \geq 0,4$	$\rho_n^H = 5,7 + 2,6 * \alpha_{ПС}$	$15,72 * \alpha_{ПС} + 12,88$	$K_{п} = (2,68 - ГГКП) / 1,68$		$\lg K_{пр} = 11,15 -$	$\lg W_B = 0,22 * \lg^2 \rho_n - 1,06 * \lg \rho_n + 1,72$	$K_{н} = 53,2 + 39,2 * \alpha_{ПС}$ - газ		Подсчет запасов нефти
	БС <sub>1-2</sub>	$\alpha_{ГК} \geq 0,35$	$\rho_n^B = 4,9$		$K_{п}^2 = (AK - 180) / 0,175 *$		$\sqrt{-89,23 * \alpha_{ПС} + 148,9083}$		$K_{н} = 18,3 + 72,2 * \alpha_{ПС}$ - нефть		и газа Лянторского мес-
	БС <sub>8</sub>	$K_{п}^{KP} = 19,2$	(п/з, 1984г)		$*((\alpha_{ПС} - 0,05) \wedge (-0,5))$				$K_{н} = 40,6 + 38,8 * \alpha_{ПС}$ - Н+В		торождения. Главтю-
	БС <sub>8</sub> <sup>1</sup>										менгеология, 1984г.
	БС <sub>16-17</sub>	$\alpha_{ПС} \geq 0,45$	$\rho_n^{KP} = 8,5$ (условно)	$7,69 * \alpha_{ПС} + 14,31$	$K_{п} = (2,67 - ГГКП) / 1,67$		$\lg K_{пр} = 2,61 * \alpha_{ПС} - 0,91$		$P_n = 0,89 * K_{п}^{-1,92}$	+	Переоценка балансо-
	БС <sub>18</sub>	$\alpha_{ГК} \geq 0,45$	(п/з, 1992г)		$K_{п}^2 = (AK - 180) / 0,175 *$				$\lg K_B = -(\lg P_n) / 1,66$	(По обобщ. зависимостям	вых запасов нефти и
	БС <sub>19-20</sub>	$K_{п}^{KP} = 17,8$			$*((\alpha_{ПС} - 0,05) \wedge (-0,5))$				$K_{н}^{min} = 25\%$	Сургутского свода. 1989г.)	заза по Лянторскому
	БС <sub>21-22</sub>								$\rho_B = 0,16$		месторождению. 1992г.
	Ач <sub>0-4</sub>								(+Быстрин.)		
	ЮС <sub>0</sub>	$\alpha_{ПС} \geq 0,4$	$\rho_n^{KP} = 6$	$K_{п} = 15,5, \alpha_{ПС} \leq 0,65$	$K_{п}^{юс1} = 127,88 - 46,47 * ГГКП$	$K_{пр} = 7, \alpha_{ПС} \leq 0,65$			$\lg W_B = 0,15 * \lg^2 \rho_n - 1,05 * \lg \rho_n + 1,72$		По аналогии (П/з нефти
	ЮС <sub>0</sub> <sup>К</sup>			$K_{п} = 18, \alpha_{ПС} > 0,65$	$K_{п}^2 = (AK - 180) / 0,175 *$	$K_{пр} = 45, \alpha_{ПС} > 0,65$					и газа Тончинского мес-
	ЮС <sub>1</sub>				$*((\alpha_{ПС} - 0,05) \wedge (-0,5))$						торождения. 1994г.)
	ЮС <sub>2</sub>	$\alpha_{ПС} \geq 0,45$	$\rho_n^{KP} = 7,5$ (условно)	$10 * \alpha_{ПС} + 9$	$18,4 - 10,4 * \Delta J_{ГК}$		$\lg K_{пр} = 2,67 * \alpha_{ПС} - 1,068$	$\lg K_{пр} = 0,16 * K_{п} - 2,33$	$P_n = 2,77 * K_{п}^{-1,2}$		Подсчет запасов нефти
ЮС <sub>2</sub> <sup>1</sup>	$\alpha_{ГК} \geq 0,62$	(п/з, 1992г)		(Алех., 1999г.)			Лян., ГТП-1, 1999г.	$\lg K_B = -(\lg P_n) / 1,55$		и газа Лянторского мес-	
ЮС <sub>2</sub> <sup>2</sup>	$K_{п}^{KP} = 14,5$			$K_{п}^{юс2} = 131,04 - 48,09 * ГГКП$				$K_{н}^{min} = 25\%$		торождения. 1992г.	
ЮС <sub>3</sub>	$K_{пр}^{KP} = 0,83$			$K_{п}^2 = (AK - 180) / 0,175 *$				$\rho_B = 0,15$			
				$*((\alpha_{ПС} - 0,05) \wedge (-0,5))$				(+Быстрин.)			