

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 поисков и разведки месторождений полезных
ископаемых
Кафедра геофизики

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

| Тема работы |
|--|
| Комплекс геофизических исследований скважин с целью изучения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Ломовом месторождении нефти (Томская область) |

УДК 553.98:552.578.2.061.4:550.83(571.56)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 222Б | Яныгин Егор Евгеньевич | | |

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) |
|-------------------------------------|---|
| <i>Универсальные компетенции</i> | |
| P1 | Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности |
| P2 | Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности |
| P3 | Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности |
| <i>Профессиональные компетенции</i> | |
| 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 «Геофизические методы поисков и разведки
 месторождений полезных ископаемых»
 Специализация «Геофизические методы исследования скважин»
 Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

« » июня 2017

А.А.Лукин

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

(дипломного проекта/дипломной работы)

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|------------------------|
| 222Б | Яныгин Егор Евгеньевич |

Тема работы:

| | | |
|---|--|--------------------------|
| Утверждена приказом директора ИПР (дата, номер) | | № 763/С от 08.02.2017 г. |
|---|--|--------------------------|

Срок сдачи студентом выполненной работы:

03.06.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|---|
| Исходные данные к работе | Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, испытания скважин, данные о притоках), научно-исследовательские данные научного руководителя. |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | Геолого-геофизическая характеристика Ломового нефтяного месторождения; Результаты ранее проведенных геофизических исследований скважин разной продуктивности; выявление геофизических |

| | |
|---|---|
| | признаков нефтеносности разреза нефтяной оторочки пласта Ю ₁ |
| Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i> | Литолого-стратиграфический разрез; Тектоническая карта района Ломового месторождения; каротажные диаграммы разрезов скважин разной продуктивности пласта Ю ₁ . Корреляционные зависимости геофизических параметров покрышек пластов. |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы | |
| Раздел | Консультант |
| По геологической части | Кныш С.К. |
| По социальной части | Задорожная Т.А.. |

| | |
|---|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы | 03.06.2017 |
|---|------------|

| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 02.03.2017 |
|--|------------|

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 222Б | Яныгин Егор Евгеньевич | | |

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- НК – неколлектор;
- НЗ – нефтяная зона;
- НВЗ – нефтеводяная зона;
- ВЗ – водонасыщенная зона;
- ГАП – глинисто-алевролитовая пачка;
- УВ – углеводороды;
- Кп – коэффициент пористости;
- Кн – коэффициент нефтенасыщенности;
- Кпр - коэффициент проницаемости;
- Кв – водонасыщенность;
- Кно – коэффициент остаточной нефтенасыщенности;
- Кво - коэффициент остаточной водонасыщенности;
- $\rho_{п}$ – удельное электрическое сопротивление;
- $\rho_{п}^{кр}$ – критическое сопротивление пласта;
- $\rho_{зп}$ – удельное электрическое сопротивление зоны проникновения;
- $\rho_{с}$ – удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости;
- $\rho_{вп}$ – удельное сопротивление водоносного пласта;
- $\rho_{к}^{ик}$ – кажущееся удельное электрическое сопротивление по данным; индукционного каротажа;
- $\rho_{в}$ – удельное электрическое сопротивление пластовой воды;
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ВНК – водонефтяной контакт
- БКЗ — боковое каротажное зондирование.
- ВИКИЗ — высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование.
- ГК — гамма-каротаж интегральный.
- ИК – индукционный каротаж
- БК – боковой каротаж
- МК – микрокаротаж
- АК – акустический каротаж
- ПС – метод самопроизвольной поляризации
- КС – каротаж сопротивлений

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 110 с., 43 рис., 22 табл., 22 источника.

Ключевые слова: комплекс ГИС; каротажные исследования; ФЕС; Ломовое месторождение нефти; геофизические исследования скважин.

Объектом исследования является: Ломовое месторождение нефти; пласты Ю₁¹⁺², Ю₁³⁺⁴

Цель работы: выполнить пересчет запасов нефти Ломового месторождения, уточнить петрофизические зависимости и параметры пластов

В процессе исследования проводились: анализ геолого-геофизических исследований и результатов разработки месторождения; качественный и количественный анализ геофизических исследований скважин разной продуктивности.

Основные результаты исследования: создана концептуальная модель месторождения: принята блоковая модель для пластов Ю₁¹⁺², Ю₁³⁺⁴

Степень внедрения: алгоритм интерпретации и геофизический комплекс, рекомендуемые в настоящей работе, использованы в подсчете запасов Ломового месторождения нефти от 2015 года. Исполнитель данной пояснительной записки непосредственным образом принимал участие в полном комплексе оценки качества, подготовки и обработки данных ГИС Ломового месторождения в составе коллектива ОАО «ТомскНИПИнефть».

Область применения: результаты ВКР могут использоваться на месторождениях со схожим геологическим строением.

Значимость работы: ВКР имеет научное и практическое значение.

АННОТАЦИЯ

Данный проект состоит из следующих разделов: общего, геолого-геофизической характеристики, анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований, основных вопросов проектирования, методических вопросов, специальной части, финансового менеджмента и социальной ответственности, в которой рассмотрены производственная и экологическая безопасность при проведении геофизических работ.

Общая часть содержит сведения о географическом положении, климатических особенностях района, на территории которого расположено месторождение.

В геолого-геофизической характеристике содержатся сведения о районе работ и его геологическом строении.

В анализе основных результатов ранее проведенных исследований содержатся сведения о геофизических исследованиях и результатах их интерпретации, проводимых при прошлом подсчете запасов нефти на Ломовом месторождении.

В разделе, посвященном основным вопросам проектирования, рассматриваются задачи по геофизическим методам исследования скважин, а также проектируется новая скважина.

В методическом разделе подробно разбирается методика интерпретации результатов прошлых геофизических исследований.

В специальном разделе производится анализ новых петрофизических данных и на их основании строятся новые зависимости для данного месторождения, а также уточняются особенности его геологического строения.

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

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается производственная и экологическая безопасность при проведении геофизических работ и меры по ее обеспечению при выполнении работ.

ANNOTATION

This project consists of the following sections: general, geological and geophysical characteristics, analysis of the main results of previous geophysical studies, major design issues, methodological issues, special part, financial management and social responsibility, which considers production and environmental safety in geophysical operations.

General part contains of information on the geographical location, climatic features of the area in which the field is located.

The geological and geophysical characteristics contain of information about the area of work and its geological structure.

The analysis of the main results of earlier researches contains of information on geophysical researches and results of their interpretation conducted during the last calculation of oil reserves at the Lomovoye field.

In the section devoted to the main design issues, tasks of geophysical methods of well research are being considered, and a new well is being designed.

In the methodical section, technique of interpreting results of past geophysical studies is discussed in detail.

In a special section, new petrophysical data are analyzed and new dependencies for this deposit are constructed on their basis, and the features of its geological structure are specified.

The technical and economic part includes chapters that reflect the organizational and economic issues of carrying out geophysical work, calculating and justifying the cost of the project.

In the section called "Social Responsibility", industrial and environmental safety in the conduct of geophysical work and measures to ensure it in the performance of work are considered.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|-----------|
| ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ..... | 1 |
| СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ..... | 4 |
| РЕФЕРАТ | 5 |
| ВВЕДЕНИЕ | 10 |
| 3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ | 11 |
| 4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ | 15 |
| 4.1. Задачи геофизических исследований, выбор методов и обоснование геофизического комплекса | 15 |
| 4.2. Физико-геологическая модель объекта исследования и задачи геофизических исследований..... | 16 |
| 4.3. Обоснование объекта исследований месторождения | 17 |
| 5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ..... | 20 |
| 5.1. Методика проектных геофизических работ | 20 |
| 5.2. Интерпретация геофизических данных..... | 22 |
| 6. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ | 26 |
| 6.1. Обоснование и методика интерпретации данных ГИС..... | 26 |
| 6.2. Анализ результатов интерпретации геофизических исследований скважин Ломового месторождения | 53 |
| 7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 59 |
| 7.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту..... | 59 |
| 7.2. Смета | 68 |
| 8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ..... | 71 |
| 8.1. Производственная безопасность..... | 71 |
| 8.2. Экологическая безопасность..... | 84 |
| 8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... | 85 |

| | |
|-------------------------------|-----------|
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 91 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... | 92 |

ВВЕДЕНИЕ

В данной работе для Ломового месторождения нефти обобщен и проанализирован весь объем геолого-геофизической информации. С использованием уточненного петрофизического обеспечения проведена переинтерпретация промыслово-геофизических данных, уточнены подсчетные параметры.

В работе изложено геологическое строение, коллекторские свойства песчаных пластов горизонта Ю₁. Проведено литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин, выделены коллектора, определены их фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения.

В административном положении Ломовое нефтяное месторождение расположено на территории Каргасокского района Томской области. Недропользователем месторождения является компания ОАО «Томскнефть» ВНК. Добычу нефти на месторождении осуществляет ОАО «Томскнефть» ВНК.

Перед выполнением данной работы мною были поставлены следующие задачи:

1. На основании геолого-геофизических материалов провести анализ фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Ломовом месторождении нефти
2. Установить наиболее перспективные участки и стратиграфические интервалы в пределах Ломового месторождения
3. По результатам анализа керна, сейсмических данных и другого фактического материала изменить концептуальную модель месторождения.

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для анализа основных результатов прошлых лет, были использованы каротажные диаграммы, полученные при работе на одной из скважин Ломового месторождения. Данный разрез можно считать эталонным, так как на нем хорошо представлены пласты, необходимые для анализа – $Ю_1^{1+2}$, $Ю_1^{3+4}$, литологические разности хорошо дифференцированы, а также комплекс методов для литологического расчленения, определения фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения является необходимым и достаточным.

Разрез скважины представлен следующими литологическими разностями: пласты песчаников различного характера насыщения, пласты глин, плотных пород и углей. При проведении геофизических работ использовался следующий комплекс ГИС: метод самопроизвольной поляризации, гамма-каротаж, нейтронный каротаж по тепловым нейтронам, боковое каротажное зондирование, акустический, индукционный и боковой каротаж, микрокаротажное зондирование.

Для каждой горной породы в разрезе скважины характерно свое поведение кривых, что обусловлено их различными физическими свойствами. В показаниях метода ПС по положительным аномалиям выделяются глины. Песчаники выделяются соответственно по отрицательным аномалиям ПС. Метод гамма каротажа также позволяет дифференцировать глины и песчаники – повышенными значениями у первых и пониженными у вторых. На плотных породах ГК отмечается пониженными показаниями, НКТ позволяет выделить плотные породы достаточно точно – положительными пиками аномалий, кривые БК также отмечаются резкими положительными пиками на плотных породах. Уголь имеет аномально низкие значения НКТ, ГК, а также выделяется по БК положительными аномалиями (Рис. 3.1, 3.2).

Рассмотрим наиболее подробно пласты песчаников разной насыщенности.

На рисунке 3.1 представлен нефтенасыщенный пласт $Ю_1^{1+2}$. Литологически пласт представлен песчаниками и аргиллитами, и находится в интервале 2691 – 2704.5 м. Относительная амплитуда поля ПС составляет примерно 140 мВ. Естественная радиоактивность $Ю_1^{1+2}$ не превышает 9 мкР/ч. Показания нейтронного каротажа составляют около 3,8 усл.ед. По БК данный пласт имеет сопротивление около 10-15 Омм. Проводимость по ИК составляет около 100 мСм/м.

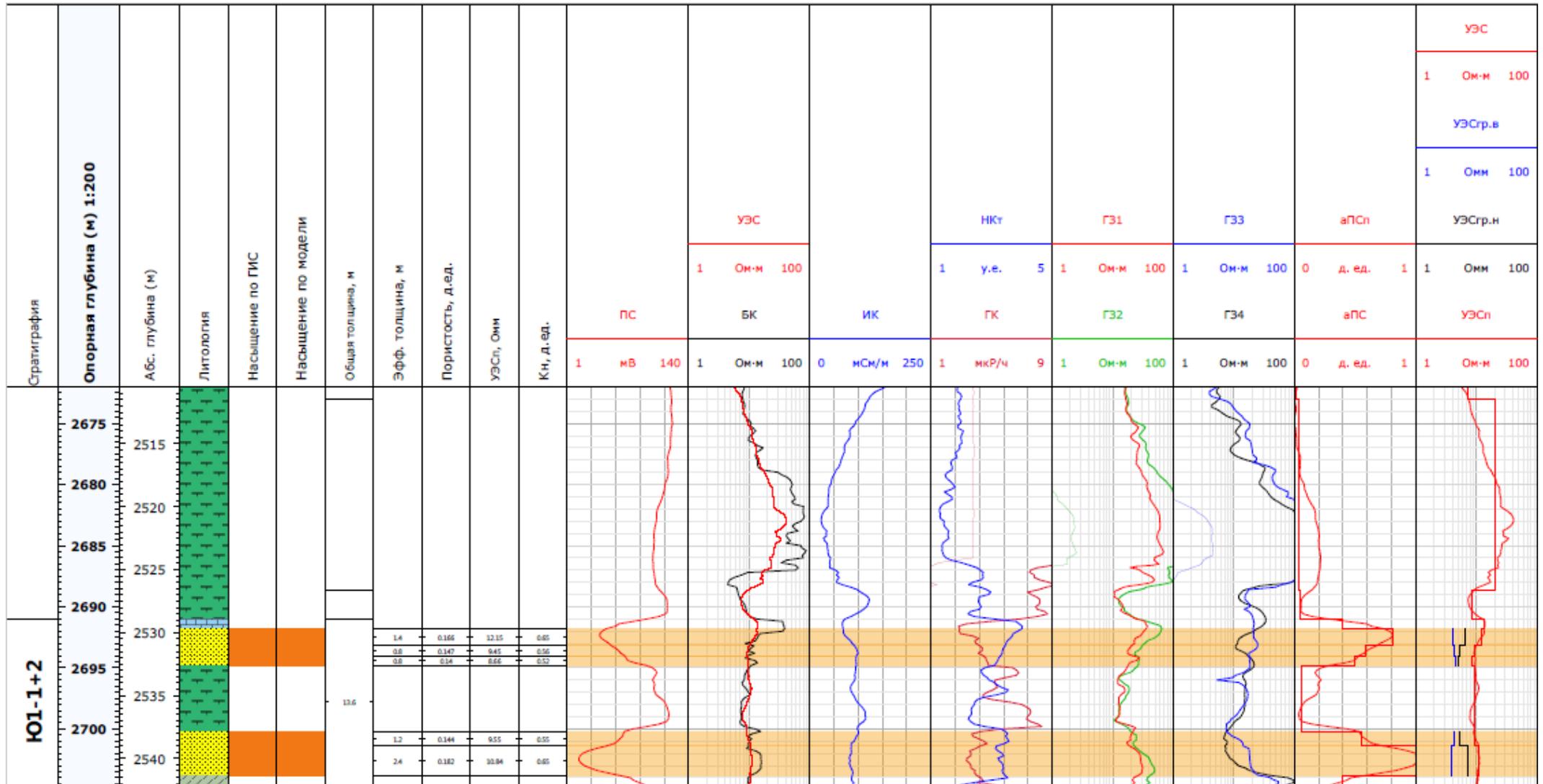


Рисунок. 3.1 Фрагмент каротажной диаграммы. Пласт Ю₁¹⁺²

На рисунке 3.2 представлен пласт Ю₁³⁺⁴. В пределах пласта (3005.5-3020.9м) выделяется коллектор в интервале (3017.5-3020.9м).

Песчаники характеризуются относительной амплитудой поля ПС – от 50 до 55 мВ. Естественная радиоактивность не превышает 5 мкР/ч. Показания НКТ составляют не более 5 усл.ед. Проводимость песчаников достаточно высокая – более 240 мСм/м.

По характеру насыщения коллектор является водонасыщенным.

Таким образом, промышленный интерес к разработке Ломового месторождения представляют пласты Ю₁¹⁺² и Ю₁³⁺⁴.

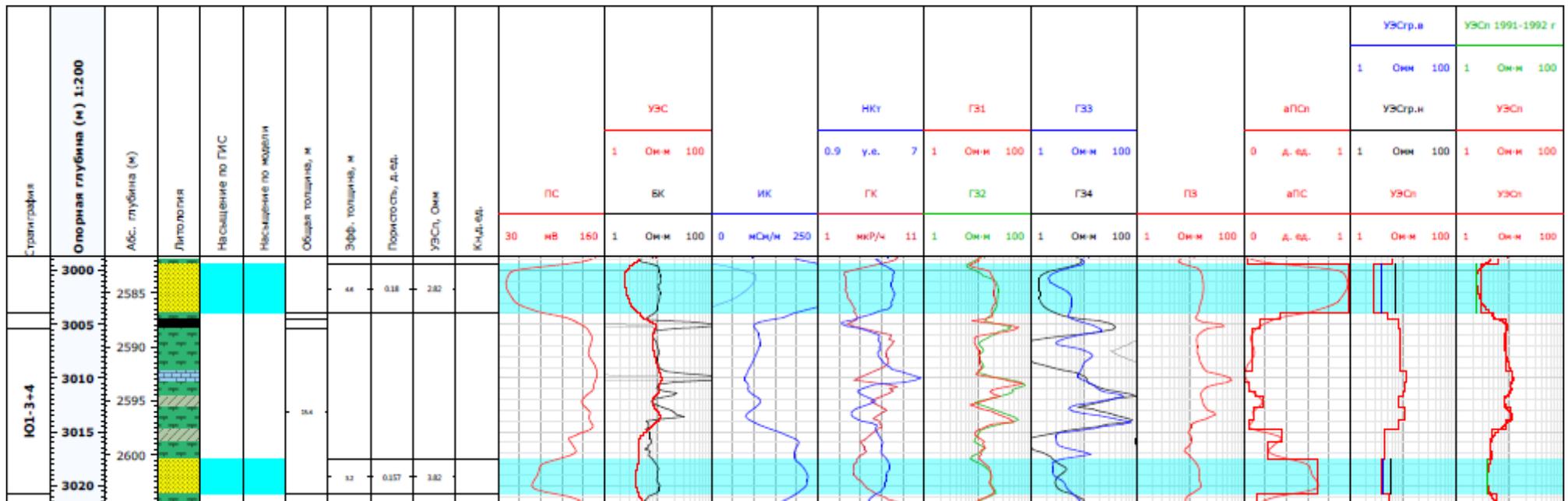


Рисунок. 3.2 Фрагмент каротажной диаграммы. Пласт Ю₁³⁺⁴

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1. Задачи геофизических исследований, выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Комплекс геофизических исследований представлен следующими методами:

- стандартный каротаж (ПС);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- боковой каротаж (БК);
- микрозондирование (МКЗ);
- микробоковой каротаж (МБК);
- кавернометрия (КВ);
- индукционный каротаж (ИК);
- ВИКИЗ;
- акустический каротаж (АК);
- радиоактивные методы (ГК, НГК, НКТ);
- резистивиметрия;
- инклинометрия;
- термометрия.

Запись методов будет вестись в масштабе глубин 1:200 и 1:500

Стандартный каротаж предназначен для литологического расчленения, корреляции разрезов скважин, определения эффективных мощностей.

Боковое электрическое зондирование. Для выделения пород-коллекторов, оценки их характера насыщения, определения удельного сопротивления неизменной части пласта (ρ_p) и удельного сопротивления зоны проникновения (ρ_{zp}).

Боковой каротаж проводится с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, определения зоны проникновения, уточнения эффективных толщин, определения удельного сопротивления пластов в комплексе с БЭЗ и ИК.

Микрозондирование проводится в интервале БЭЗ с целью выделения проницаемых интервалов и уточнения границ, уточнения эффективных толщин коллекторов.

Боковой микрокаротаж выполняется с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, для определения и уточнения границ пластов, а также для выделения продуктивных пластов в комплексе с методом бокового каротажа.

Кавернометрия проводится с целью определения диаметра скважины, выделения пластов-коллекторов и уточнения эффективных толщин коллектора.

Индукционный каротаж является основным методом при определении удельного сопротивления горных пород в области низких значений, используется для определения характера насыщения пластов, определения положения водонефтяного контакта.

ВИКИЗ применяется для литологического расчленения разреза, определения УЭС, поиска ВНК.

Акустический каротаж проводится с целью выявления зон повышенной трещиноватости и кавернозности.

Радиоактивный каротаж включает в себя гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ). Радиоактивный каротаж для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин, выделения проницаемых, плотных и глинистых разностей.

Резистивиметрия проводится с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости (ρ_c), которое используется при обработке методов БЭЗ, ИК-БК.

Инклинометрия проводится для определения местоположения точки вскрытия пласта скважиной и определения абсолютных отметок и эффективных толщин с учетом абсолютных отметок.

Нейтронный гамма-каротаж. Для определения положения флюидных контактов, оценки фильтрационно-емкостных свойств и оценки характера насыщения.

4.2. Физико-геологическая модель объекта исследования и задачи геофизических исследований

Рассматриваемый геологический разрез представлен песчано-глинистыми отложениями юрского возраста с прослоями алевролитов и аргиллитов. Нефтеносность подтверждена данными опробований в пластах Ю₁¹⁺², Ю₁³⁺⁴.

С геофизической точки зрения, рассматриваемые объекты исследования отчетливо дифференцируются по физическим свойствам, что является достаточным условием для применения геофизических методов. Поэтому рассматриваемый геолого-геофизический разрез одной из разведочных скважин можно представить в качестве априорной физико-геологической модели объекта исследования (Приложение 1)

На физико-геологической модели представлены основные для разреза продуктивные юрские пласты Казанского месторождения, литологические разности и,

соответственно, основные закономерности поведения кривых методов самопроизвольной поляризации, гамма каротажа, нейтронного каротажа по тепловым нейтронам, бокового каротажа, индукционного каротажа и кривых интервального времени пробега упругих волн.

На запроектированном участке работ перед ГИС стоят следующие геологические задачи:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) Оценка характера насыщения коллекторов;
- 5) Определение ВНК.

4.3. Обоснование объекта исследований месторождения

При разведочных работах в Западной Сибири объектами изучения являются локальные поднятия и литологические ловушки с характерным для данной площади типом залежей углеводородов. Юрские пласты на территории Ломового месторождения являются относительно однородными и содержат в себе основные промышленные запасы углеводородов. Данным проектом предусматривается бурение слабонаклонной скважины в зону остаточных запасов для эксплуатации пласта Ю₁¹⁺² в центральной части Ломового месторождения с проведением комплекса ГИС.

Участок работ, где будет заложена скважина, расположен в центральной части месторождения (Рис. 4.1). Из структурной карты месторождения по горизонту П_а (Рис. 4.2) видно, куполовидное поднятие располагается в центральной части Ломового лицензионного участка. Основной предпосылкой для выбора проектируемого участка работ является то, что он располагается в пределах оконтуренной продуктивной залежи углеводородов, связанной с продуктивными пластами. Скважина будет заложена в присводовой части локального куполовидного поднятия.

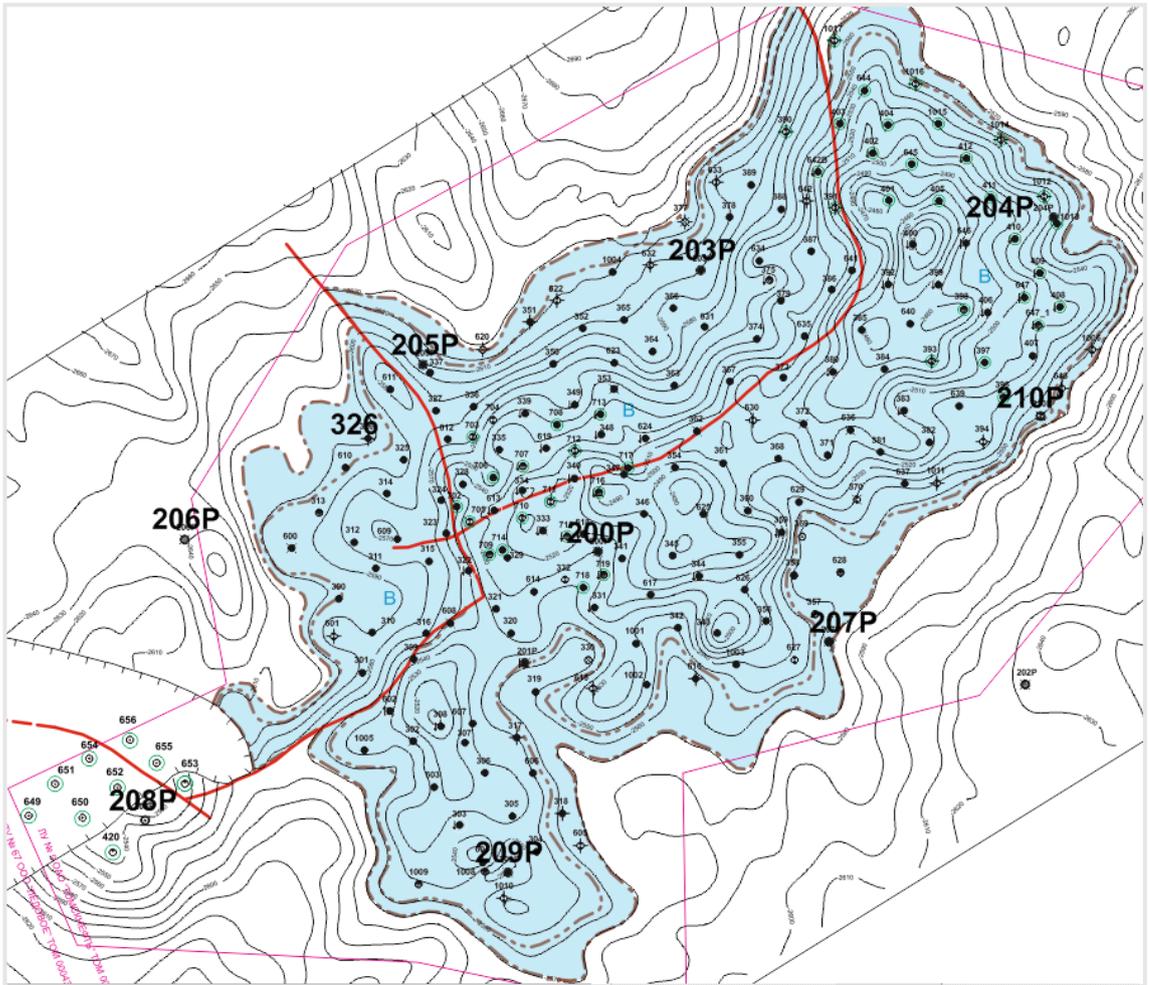


Рисунок. 4.1 Карта уточнения границ запасов УВ

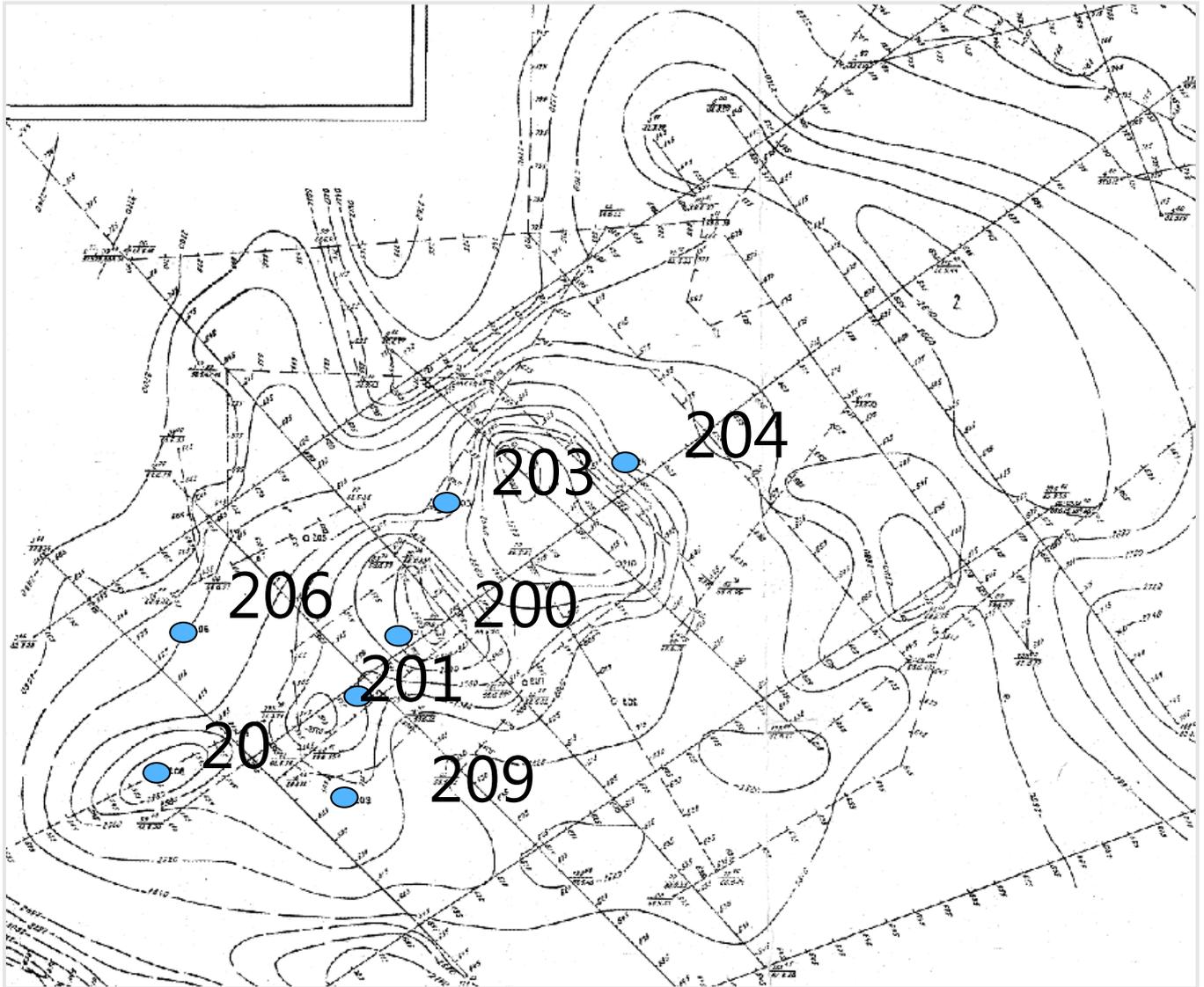


Рисунок. 4.2 Структурная карта по П^а из ПЗ1991г.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1. Методика проектных геофизических работ

Качество материалов ГИС оценивалось согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».

Стандартный каротаж предназначен для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин. Исследования проводились подошвенным и кровельным градиент-зондами размером $AO=2,25$, потенциал-зондами $A0,5M6,0N$ и $N11,0M0,5A$ с одновременной записью кривой потенциала собственной поляризации (ПС). Регистрация диаграмм проводилась в масштабе 1:500 и 1:200. Масштаб записи кривых кажущегося сопротивления равен 2,5 Ом/см, кривой ПС-12,5 мВ/см. Скорость регистрации до 2500 м/ч.

Боковое электрическое зондирование проводилось комплексом подошвенных градиент-зондов: $A0.4M0.1N$, $A1.0M0.1N$, $A2.0M0.5N$, $A4.0M0.5N$, $A8.0M1.0N$, и использовалось для выделения пород-коллекторов, определения характера насыщения (определение УЭС пластов-коллекторов), параметров зоны проникновения и неизменной части пласта. Масштаб записи глубин 1:200. Масштаб записи кривых кажущегося сопротивления 2,5 Ом/см. Скорость регистрации 2500 – 3000 м/ч.

Боковой каротаж проводился с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, уточнения эффективных толщин, определения сопротивления зоны проникновения и неизменной части пласта в комплексе с БКЗ и ИК. Масштаб записи кривой сопротивления 2,5 Ом/см в линейном масштабе, в логарифмическом масштабе с модулем 6,25. Масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 2500-3000 м/ч.

Индукционный каротаж проводился в интервале БКЗ и является основным методом при определении удельного электрического сопротивления пород-коллекторов ограниченной мощности ($<4,5$ м), используется для определения характера насыщения, положения водонефтяного контакта. Масштаб записи кривой проводимости – 25 мСм/см. Масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 2000-3000 м/ч.

Микрозондирование проводилось в интервале БКЗ с целью выделения проницаемых интервалов и плотных пропластков, для определения и уточнения границ пластов. Запись производилась микроградиент-зондом $A0,025M0,025N$ и

микрopotенциал-зондом А0,05М одновременно. Скорость регистрации до 1200 м/ч. Масштаб записи кривых 2,5 Омм/см.

Микробоковой каротаж проводился с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, для выделения и уточнения границ пластов. В комплексе с методом БК используется для выделения продуктивных пластов. Масштаб записи кривой 2,5 Омм/см. Масштаб записи глубин 1:200. Скорость регистрации до 1000 м/ч.

Радиоактивный каротаж включает в себя гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж (НГК или НКТ). Проводился для литологического расчленения разрезов скважин, корреляции, выделения коллекторов. Масштаб записи ГК – 0,5 мкр/ч/см, НГК – 0,1 у.е./см, для НКТ – 0,1 у.е./см. Масштаб записи 1:500 по всему стволу, 1:200 – в продуктивной части разреза.

В канале ГК и НГК используются счетчики NaJ размером 40*80 (30*70). В канале НКТ применяются счетчики СНМ-18. Мощность плутониево-бериллиевых (Pu + Be) источников $4,79 \cdot 10^6$ - $9,4 \cdot 10^6$ н/с. Скорость регистрации в продуктивной части разреза – 200-400 м/час, по всему стволу – 360-400 м/час. Постоянная интегрирующей ячейки 3-6 сек.

Акустический каротаж (АК) проведен в 5 скважинах. Запись производилась аппаратурой СПАК-6, СПАК-2М. Скорость регистрации диаграмм 1000-2000 м/ч.

Кавернометрия проводилась с целью определения диаметра скважины, выделения проницаемых пропластков, уточнения эффективных мощностей. Масштаб записи кривой DS – 2 см/см. Масштаб глубин 1:500, 1:200. Скорость регистрации 1000-1200 м/ч.

Резистивиметрия проводилась с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости (ρ_c), которое использовалось при обработке БКЗ, ИК, БК. Масштаб записи кривой 1 Омм/см. Масштаб глубин 1:500, 1:200. Скорость регистрации до 3000 м/ч.

Инклинометрия проводилась с целью определения местоположения точки вскрытия пласта скважиной и для определения абсолютных отметок глубин пластов. Шаг измерения по глубине составляет 10 метров.

Термометрия проводилась для определения температуры пласта и определения геотермического градиента. Масштаб записи глубин 1:500, 1:200. Масштаб записи кривых 0,1-0,5 град/см, скорость регистрации не превышает 1000 м/ч.

Качество и полнота выполненного в открытом стволе комплекса ГИС Ломового месторождения позволяют с необходимой точностью проводить литологическое

расчленение, корреляцию разрезов скважин, определять подсчетные параметры и характер насыщения пластов.

5.2. Интерпретация геофизических данных

Обработка геофизической информации проводилась в системе Techlog. Результаты обработки и интерпретации данных ГИС передавались в базу данных FINDER в виде попластовой информации по продуктивной части разреза.

5.2.1. Выделение коллекторов ПЗ 1991-1992 г.

Выделение коллекторов проводилось по комплексу качественных и количественных признаков. Качественные признаки при выделении поровых коллекторов обусловлены проникновением в пласт фильтрата промывочной жидкости, вызывающим образование глинистой корки на стенках скважин и зоны проникновения против коллектора.

Прямыми признаками коллектора по данным ГИС являются:

- сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным;
- наличие приращений на диаграммах микрозондов.

Также в качестве косвенных качественных признаков были использованы:

- отрицательная аномалия ПС;
- низкая естественная радиоактивность пород;
- наличие радиального градиента сопротивлений, установленного по данным каротажа электрического сопротивления (БКЗ, ИК, МБК) разной глубины исследования.

В качестве количественного критерия выделения коллекторов использовалось граничное значение по α ПС. Его определение проводилось по гидродинамическим исследованиям, параметр α ПС сопоставлялся с удельной продуктивностью (q) и при $q=0$, α ПС.гр $\geq 0,4$. Кроме того, данное граничное значение подтверждается методами расходомерии. Проведен анализ эффективных и работающих толщин в диапазоне изменения α ПС от 0,3 до 0,6. Наблюдается отсутствие приточных интервалов в диапазоне изменения α ПС от 0,3 до 0,4. По методам РГТ и СТД работающие толщины были отмечены при α ПС $\geq 0,4$.

Кроме того, по корреляционным связям α ПС=f(K_p) и α ПС=f($K_{пр}$) были определены граничные значения пористости и проницаемости. Пласты были сгруппированы в две выборки: надугольная толща (пласт Ю₁¹⁺²) и подугольная толща (пласт Ю₁³⁺⁴). При α ПС.гр.=0,4 для пласта Ю₁¹⁺² $K_{пр.гр}=13,6$ %, $K_{пр.гр}=1,62$ мД.

При $\alpha_{\text{ПС.гр.}}=0,4$ для пласта Ю₁³⁺⁴ Кпр.гр=13,3 %, Кпр.гр.=0,91 мД.

5.2.2. Определение относительной амплитуды ПС ($\alpha_{\text{ПС}}$) и двойного разностного параметра ГК (дГК) ПЗ 1991-1992 г.

Для определения $\alpha_{\text{ПС}}$ применялась методика с использованием опорного пласта, в качестве которого принимались пласты тарской свиты Б₄-Б₅, имеющие региональное распространение. Максимальна амплитуда ПС, рассчитывалась по формуле 5.1:

$$\Delta E_{\text{max}} = \Delta E_{\text{опор}} + 3 \cdot ((\text{Нпл} - \text{Нопор}) / 100), \quad (5.1)$$

где Нпл - глубина изучаемого пласта,

Нопор - глубина опорного пласта.

Относительная амплитуда ПС рассчитывается по формуле 5.2:

$$\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС}} / \Delta E_{\text{max}}, \quad (5.2)$$

где $\Delta U_{\text{ПС}}$ - наблюдаемая амплитуда ПС.

В глинистые маломощные пласты при $h < 2$, в $\alpha_{\text{ПС}}$ вводилась следующая поправка по формуле 5.3:

$$\Delta = 10^{-(10-0,732 \cdot h-0,72)}, \quad (5.3)$$

В таком коллекторе (Форм. 5.4):

$$\alpha_{\text{ПС}} = \alpha_{\text{ПС}} \cdot \Delta, \quad (5.4)$$

В проницаемые маломощные пласты при $h < 2$ в $\alpha_{\text{ПС}}$ вводилась следующая поправка по формуле 5.5:

$$\alpha_{\text{ПС}} = \alpha_{\text{ПС}} / \Delta, \quad (5.5)$$

Определение двойного разностного параметра ГК проводилось следующим образом: в скважине выбирались два опорных пласта с максимальным и минимальным значением ГК. В качестве опорного пласта с максимальным значением ГК принимались глины между пластами Ю₁¹ и Ю₁². Так как выдержанный пласт с минимальной глинистостью отсутствовал, за опорное значение принималось минимальное значение ГК проницаемого пласта в изучаемой скважине. дГК определялся по формуле 5.6.

$$\text{дГК} = (\text{ГК} - \text{ГК}_{\text{мин}}) / (\text{ГК}_{\text{макс}} - \text{ГК}_{\text{мин}}), \quad (5.6)$$

где дГК – двойной разностный параметр ГК;

ГК – текущее значение ГК в скважине;

$\text{ГК}_{\text{мин}}$ - минимальное значение ГК против проницаемого пласта в изучаемой скважине;

$\text{ГК}_{\text{макс}}$ – максимальное значение ГК в глинах.

5.2.3. Определение глинистости ПЗ 1991-1992 г

Для определения глинистости использовалась зависимость В.В. Ларионова, представленная в таком виде (Форм. 5.7):

$$K_{Гл}=1,055-(1,14-1,111*дГК)^{0,5}, \quad (5.7)$$

$K_{Гл}$ - объемная глинистость, которая необходима для ввода поправки за глинистость при определении открытой пористости по методу НКТ.

5.2.4. Определение пористости ПЗ 1991-1992 г

Коэффициент пористости определялся двумя способами:

- 1) по относительной амплитуде ПС;
- 2) по нейтронному каротажу;

Определение *коэффициента пористости по относительной амплитуде ПС* проводилось по зависимостям «кern-ГИС» $\alpha_{ПС}=f(K_{п})$ для двух групп пластов (Форм. 5.8, 5.9):

$$1. \text{ для } Ю_1^{1+2} - K_{п}=8,493*\alpha_{ПС}+10,19, \quad (5.8)$$

$$2. \text{ для } Ю_1^{3+4} - K_{п}=6,912*\alpha_{ПС}+10,5, \quad (5.9)$$

Определение *коэффициента пористости по методу НКТ*.

Проводилась нормализация НКТ по среднему и дисперсии (методика М.А. Губермана). Кривые НКТ были нормированы с базовыми скважинами Оленьего месторождения, по которым была построена зависимость (Форм. 5.10).

$$K_{п_{общ}}=0,332/(НКТ_{норм}+0,07998), \quad (5.10)$$

В качестве основной методики было принято определение коэффициента пористости по относительной амплитуде ПС.

5.2.5. Определение проницаемости ПЗ 1991-1992 г.

Определение проницаемости проводилось по зависимости $K_{пр}=f(\alpha_{ПС})$ для разных групп пластов (Форм. 5.11, 5.12):

$$1. \text{ для } Ю_1^{1+2} - LgK_{пр}=2,016*\alpha_{ПС}-0,595, \quad (5.11)$$

$$2. \text{ для } Ю_1^{3+4} - LgK_{пр}=1,802*\alpha_{ПС}-0,784, \quad (5.12)$$

5.2.6. Определение характера насыщения коллекторов ПЗ 1991-1992 г.

Определение характера насыщения пластов-коллекторов проводилось по критическому значению удельного сопротивления УЭС, и параметру насыщения P_n с учетом опробований скважин, $УЭС_{гр}=4,6$ Омм; $P_n=2,6$.

5.2.7. Определение коэффициента водонасыщенности ПЗ 1991-1992 г.

Для определения коэффициента водонасыщенности использовалась зависимость, полученная по обобщенным керновым данным отчета по подсчету запасов 1984 г., и по данным лаборатории ПО Сибнефтегеофизика 1991 г. (Рис. 5.1).

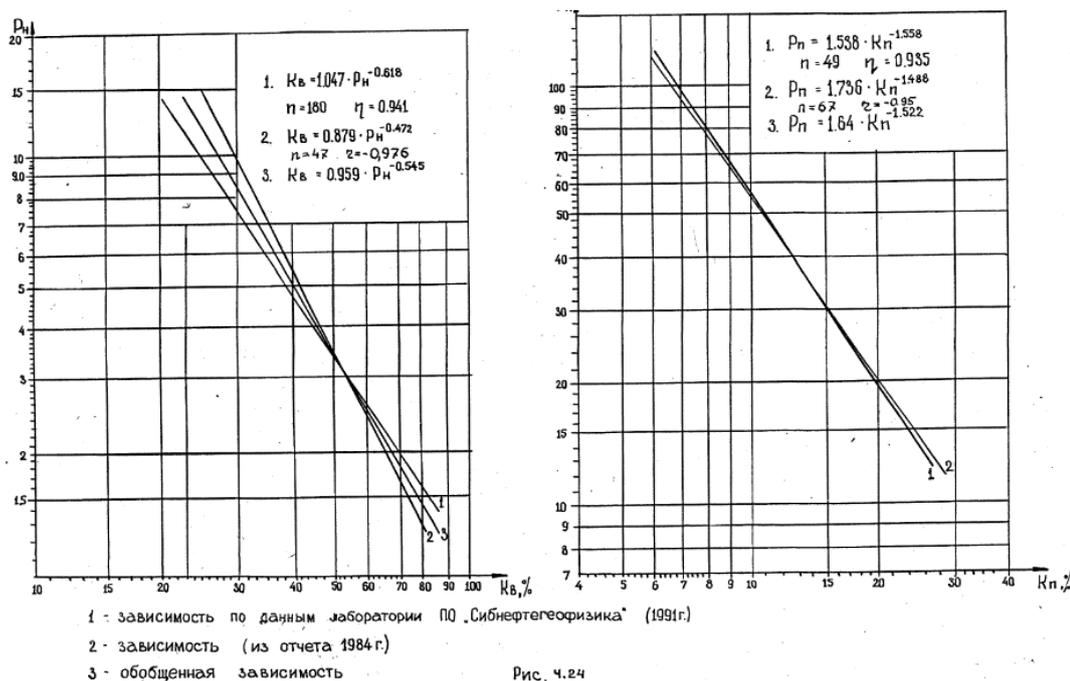


Рисунок. 5.1 Определение P_n и P_p в ПЗ 1991-1992 г. по Ломовому месторождению

В результате в подсчете запасов 1991-1992 г. принята обобщенная зависимость $P_n=f(K_b)$, которая получена как осредненный тренд между зависимостью из отчета 1984 г. и данными ПО «Сибнефтегеофизика».

Сопротивление пластовой воды определялось при минерализации 39,6 г/л, $T = 103,7$ °С и равно $\rho_b=0,06$ Омм. Расчет параметра пористости и коэффициента водонасыщенности проводился по формулам 5.13, 5.14.

$$P_p = 1,64 \cdot K_p^{-1,522}, \quad (5.13)$$

$$K_b = 0,959 \cdot P_n^{-0,545}, \quad (5.14)$$

6. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

6.1. Обоснование и методика интерпретации данных ГИС

6.1.1. Анализ керновых данных

На Ломовом месторождении нефтеносными являются юрские отложения, представлены пластами Ю₁¹⁺², Ю₁³⁺⁴.

На Ломовом месторождении после подсчета запасов 1991-1992 г. были проведены дополнительные исследования кернового материала, что стало обоснованием для уточнения алгоритмов интерпретации (Табл. 6.1) (в таблице 6.1 за 2014 г. приведено общее количество исследований керна, вошедшие в подсчетные объекты).

Таблица 6.1

Сопоставление количества керновых исследований в ПЗ 1991-1992 г. и ПЗ 2013-2014 г.

| Год ПЗ | Кп, кол-во, шт. | Кпр, кол-во, шт. | Кво по центриф. кол-во, шт. | Кво по капил-ии. кол-во, шт. | Гранулометрия кол-во, шт. | Квыт кол-во, шт. |
|---------|-----------------------|------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|------------------------------|------------------------|
| 1992 г. | 517 | 455 | 292 | | 65 | 11 |
| 2014 г. | 1338 | 1199 | 996 | 38 | 65 | 29 |

6.1.2. Нормирование кривых НКТ и ГК

Нормирование кривой ГК. Для нормирования ГК необходимо выбрать опорную скважину. В качестве опорной скважины для выбрана скважина № 203Р, т.к. разрез скважины № 203Р содержит весь спектр литологических разностей характерных для интервала нормирования.

До нормирования гамма каротажа дифференцированные распределения показаний кривых ГК выглядели следующим образом (Рис. 6.1).

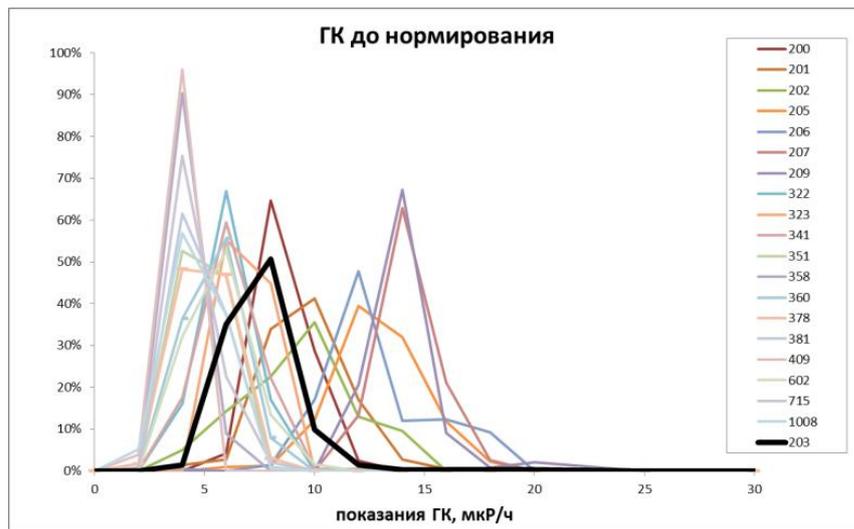


Рисунок. 6.1 Распределение показаний ГК до нормировки по скважинам Ломового месторождения

В качестве опорного интервала для нормализации кривых гамма каротажа был выбран интервал куломзинской свиты, выше баженовской свиты около 100 м. Этот интервал выдержан по всему разрезу и обеспечивает необходимые минимальные и максимальные значения для нормирования (Рис 6.2).

Нормирование проводилось по методу среднего и дисперсии (методика Губермана) следующим образом (Форм. 6.1):

$$ГК_{норм} = [(ГК - ГК_{ср}) / \sigma * \sigma_{эт}] + ГК_{ср.эт.}, \quad (6.1)$$

$ГК_{норм}$ – нормированная кривая ГК

$\sigma_{эт} = 1,608946$ (среднеквадратичное отклонение в эталонной скважине)

$ГК_{ср.эт} = 9,945144$ (среднее значение в эталонной скважине)

$ГК_{ср}$ – среднее значение ГК в скважине

σ – среднеквадратичное отклонение в скважине.

После нормирования кривых ГК по скважинам была проведена оценка достоверности результатов (Рис. 6.2).

Нормирование кривой НКТ. Нейтронный каротаж является одним из методов для расчета пористости, но запись кривых НК проводилась в разное время разными приборами. Для того чтобы произвести корректный расчет пористости, предварительно было проведено статистическое нормирование записи кривой НКТ.

Сначала был выбран опорный интервал для нормирования, который был выдержан по всему разрезу и обеспечивал минимальные и максимальные значения показаний НКТ. В качестве опорного интервала был принят интервал от кровли баженовской свиты до подошвы пласта Ю₁³⁺⁴ (Рис. 4.6).

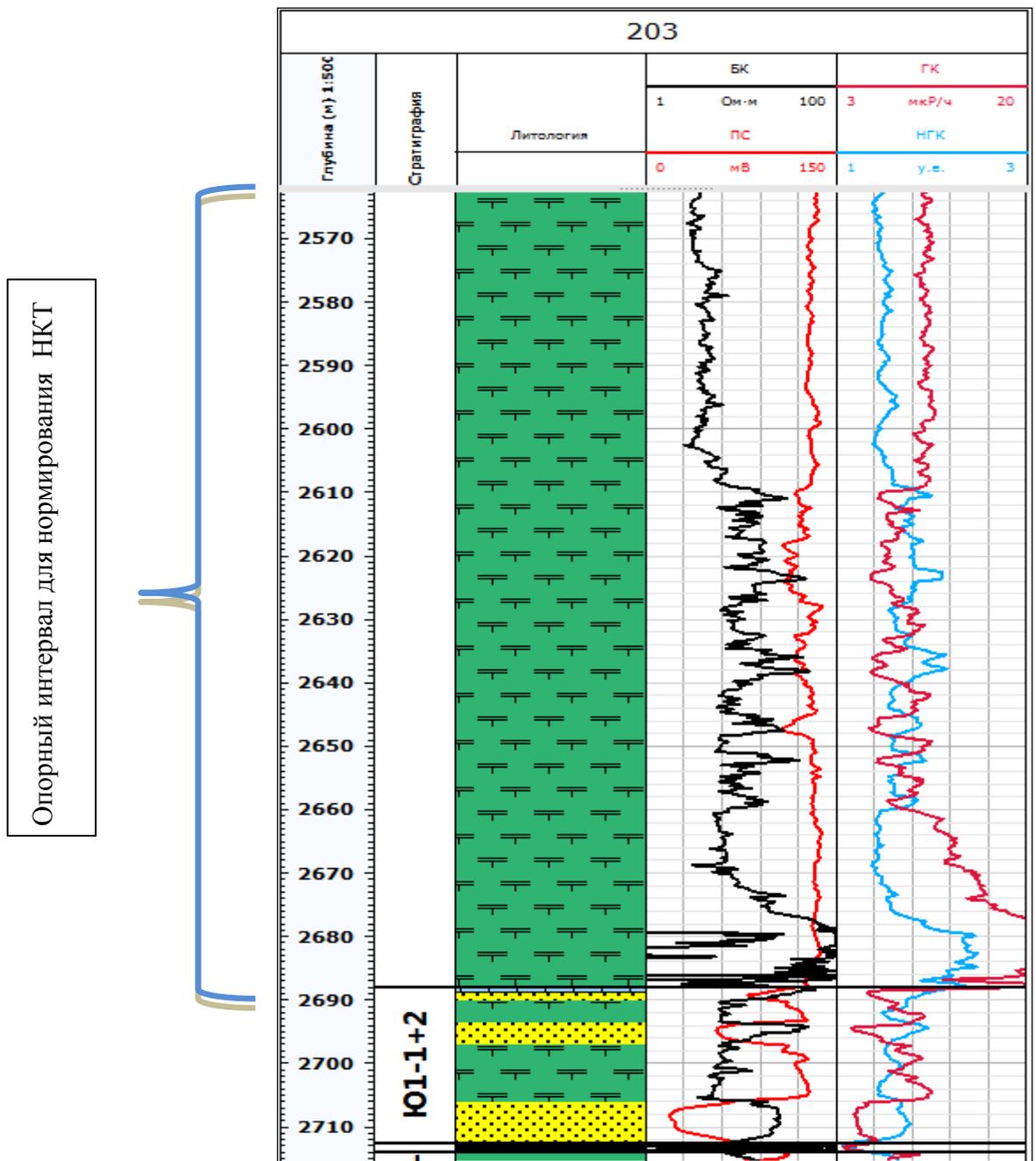


Рисунок. 6.2 Пример выбора опорного пласта по скв. № 203Р Ломового месторождения для нормирования ГК

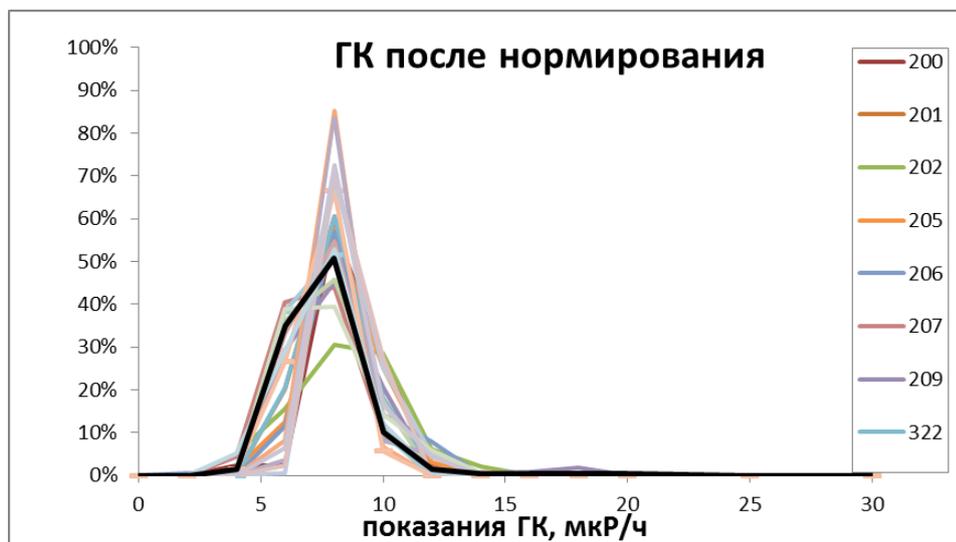


Рисунок. 6.3 Распределение показаний ГК после нормировки по скважинам

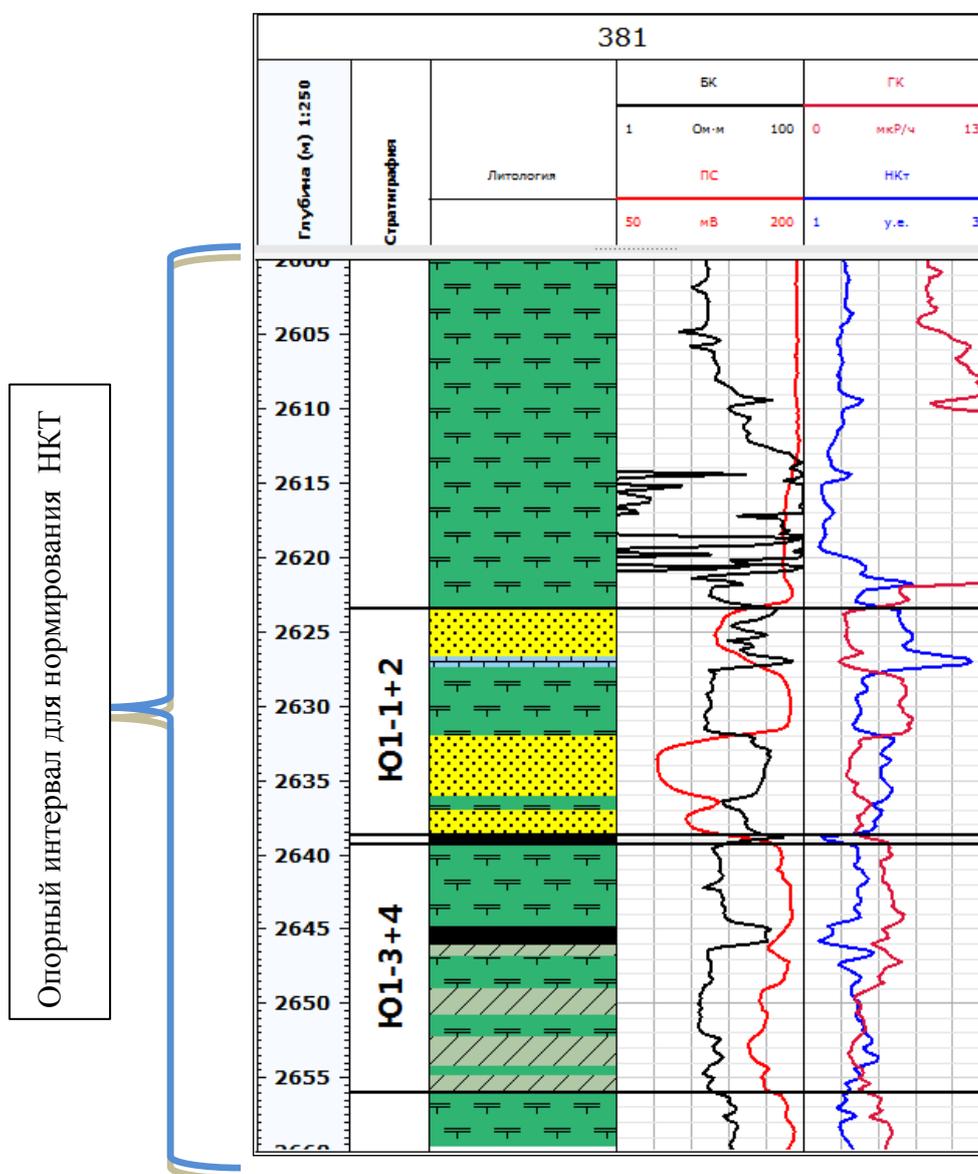


Рисунок. 6.4 Разрез скважины № 381, выбор опорного интервала для нормирования НКТ

В качестве опорной скважины была выбрана скважина № 381. Она охарактеризована керновыми исследованиями пористости, и показания нейтронного каротажа не искажены влиянием газа и карбонатной составляющей цемента. Среднее значение НКТ в каверне скважины № 381 равно 1,2 у.е.

Нормирование НКТ проводилось по формуле 6.2:

$$\text{НКТ}_{\text{норм}} = [(\text{НКТ} - \text{НКТ}_{\text{ср}}) / \sigma * \sigma_{\text{эт}}] + \text{НКТ}_{\text{ср.эт.}}, \quad (6.2)$$

$\text{НКТ}_{\text{норм}}$ – нормированная кривая НКТ

$\sigma_{\text{эт}} = 0,2623$ (среднеквадратичное отклонение в эталонной скважине)

$\text{НКТ}_{\text{ср.эт.}} = 1,586$ (среднее значение в эталонной скважине)

$\text{НКТ}_{\text{ср}}$ – среднее значение НКТ в скважине

σ – среднеквадратичное отклонение в скважине.

Дифференцированные кривые распределения ненормированных и нормированных показаний НКТ представлены на рисунках 6.5, 6.6:

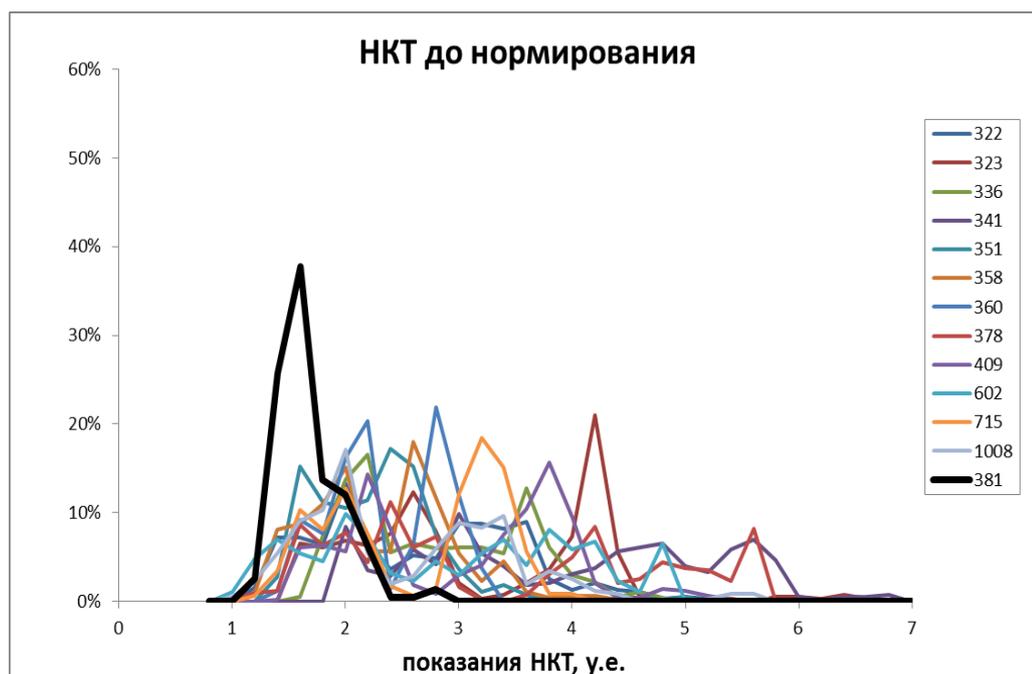


Рисунок. 6.5 Дифференцированные распределения показаний НКТ до нормирования по скважинам Ломового месторождения

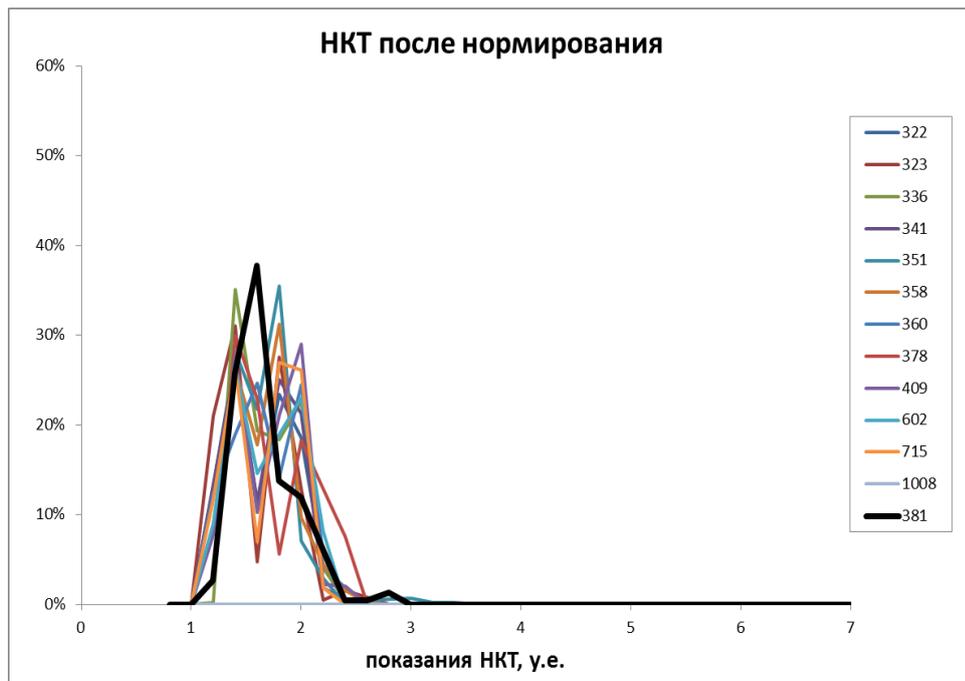


Рисунок. 6.6 Дифференцированные распределения показаний НКТ после нормирования по скважинам Ломового месторождения

6.1.3. Определение относительной амплитуды ПС и двойного разностного параметра ГК

В изучаемом разрезе *расчет относительной амплитуды ПС* проводился по методике «опорного пласта». В качестве опорных пластов использовались мощные слабоглинистые пласты песчаника тарской свиты (Б₄-Б₅). Проводился учет градиента изменения ПС с глубиной, который равен 3 мВ на 100 м. Максимальная амплитуда ПС в изучаемом пласте определялась по формуле 6.3:

$$\Delta E_{\max} = \Delta E_{\text{опор}} + 3 ((N_{\text{пл}} - N_{\text{опор}}) / 100), \quad (6.3)$$

где $N_{\text{пл}}$ - глубина изучаемого пласта,

$N_{\text{опор}}$ - глубина опорного пласта.

Относительная амплитуда (форм. 6.4)

$$\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС}} / \Delta E_{\max}, \quad (6.4)$$

где $\Delta U_{\text{ПС}}$ - амплитуда ПС.

Также был определен *двойной разностный параметр ГК* по формуле 6.5:

$$d_{\text{ГК}} = (\text{ГК} - \text{ГК}_{\min}) / (\text{ГК}_{\max} - \text{ГК}_{\min}), \quad (6.5)$$

где ГК_{\max} - показания кривой ГК в куломзинской свите;

ГК_{\min} - минимальное значение ГК против проницаемого пласта в изучаемой скважине;

ГК - показания кривой ГК в текущей скважине;

На Ломовом месторождении нет выдержанных опорных пластов, отсутствуют интервалы чистых коллекторов с низкой глинистостью, поэтому для расчета двойного разностного параметра ГК была выбрана опорная скважина № 203Р, в которой определялась статическая величина $(ГК_{\max}-ГК_{\min})=7,6$. $ГК_{\min}$ в опорной скважине определялось в чистом малоглинистом пласте песчаника соответствующем максимальной пористости по керну. Предварительно перед расчетом дГК была проведена нормализация ГК по скважинам, для того чтобы привести все кривые ГК к масштабу.

Относительная амплитуда ПС и двойной разностный параметр ГК необходимы, соответственно, для выделения коллекторов, расчета пористости по ПС и ввода поправки за глинистость в НКТ.

6.1.4. Определение граничных значений коллектора

В качестве параметров характеризующих коллектор на Ломовом месторождении используются граничные значения относительных амплитуд ПС, ГК, коэффициентов пористости и проницаемости.

1. Определение граничного значения относительной амплитуды ПС

В качестве количественного критерия выделения коллекторов на месторождении используется граничное значение $\alpha_{ПС}$.

По скважинам, где коллектор был выделен по прямым качественным признакам, построены кривые накопления для коллекторов и неколлекторов, в точке их пересечения определено граничное значение $\alpha_{ПС.гр}$ (Рис. 6.7).

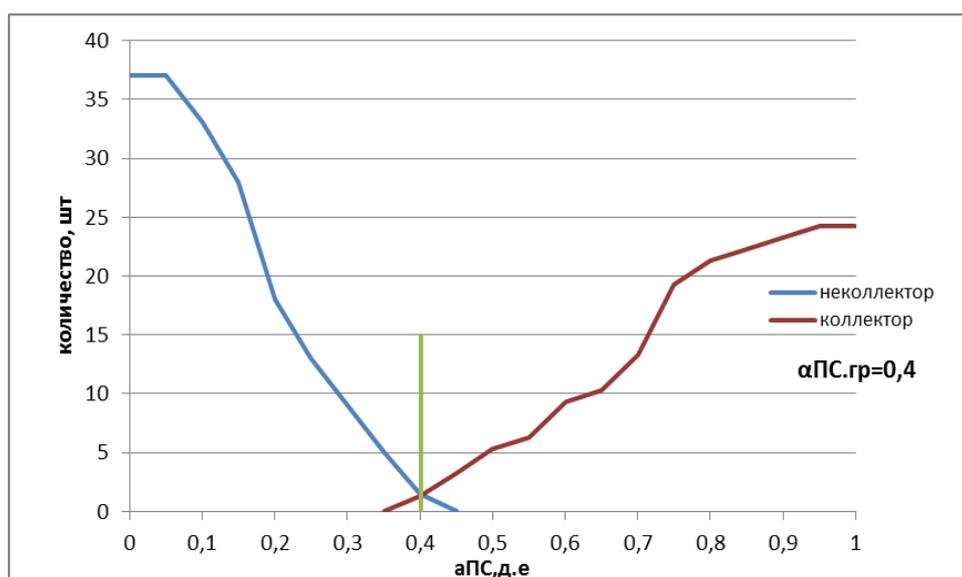


Рисунок. 6.7 Определение граничного значения $\alpha_{ПС}$ по Ломовому месторождению

2. Определение граничного значения относительной амплитуды ($\alpha_{ГК}$)

Граничное значение $\alpha_{ГК}$ необходимо для разделения породы на коллектор-неколлектор в скважинах, пробуренных на полимерной промывочной жидкости, где метод ПС не работает.

В скважинах с комплексом ГИС, позволяющим уверенное выделение коллекторов на качественном уровне, были построены кумулятивные кривые $\alpha_{ГК}$ для коллекторов и неколлекторов (Рис. 6.8).

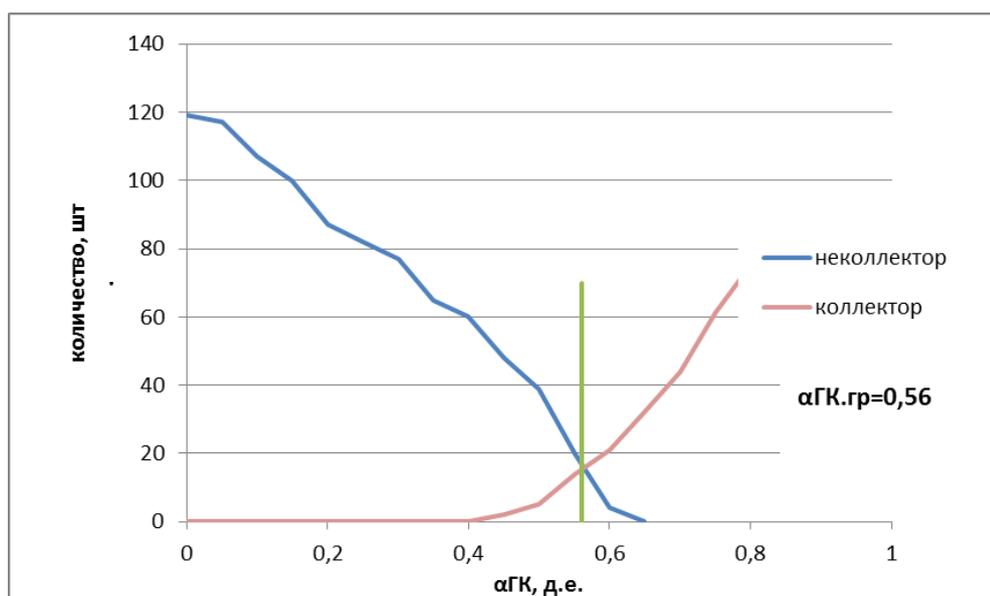


Рисунок. 6.8 Определение $\alpha_{ГК}$ граничного по Ломовому месторождению

3. Определение граничных значений коэффициентов пористости и проницаемость

Определение $K_{п.гр.}$ и $K_{пр.гр.}$ происходило по данным капилляриметрических исследований через динамическую пористость (Форм. 6.6).

$$K_{п.дин} = K_{п} * (1 - K_{во} - K_{но}), \quad (6.6)$$

$K_{но} = 0,29$ д.е. определяется, как среднее значение по таблице коэффициентов вытеснения.

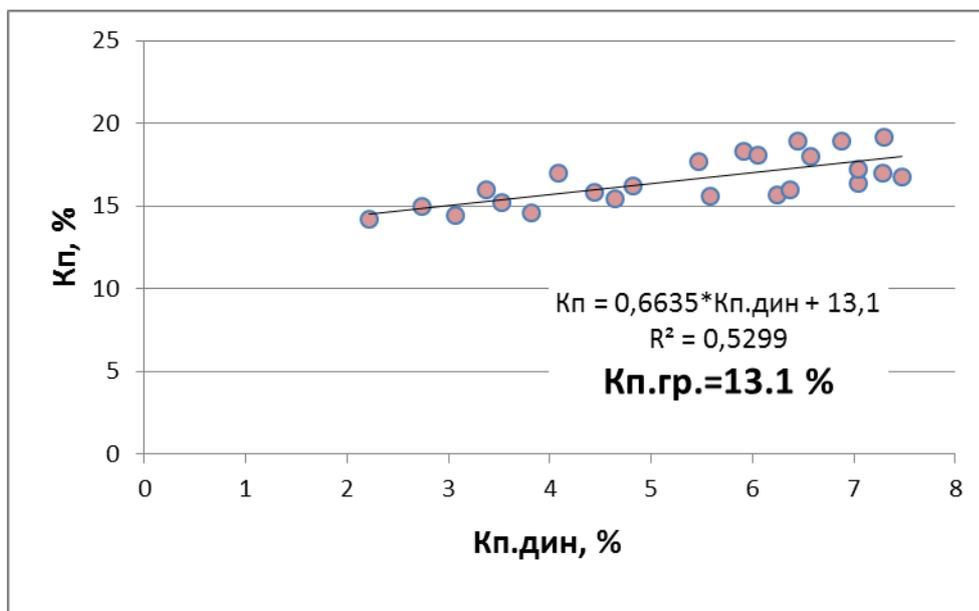


Рисунок. 6.9 Определение Кп.гр. через Кп.дин по данным капилляриметрии по Ломовому месторождению

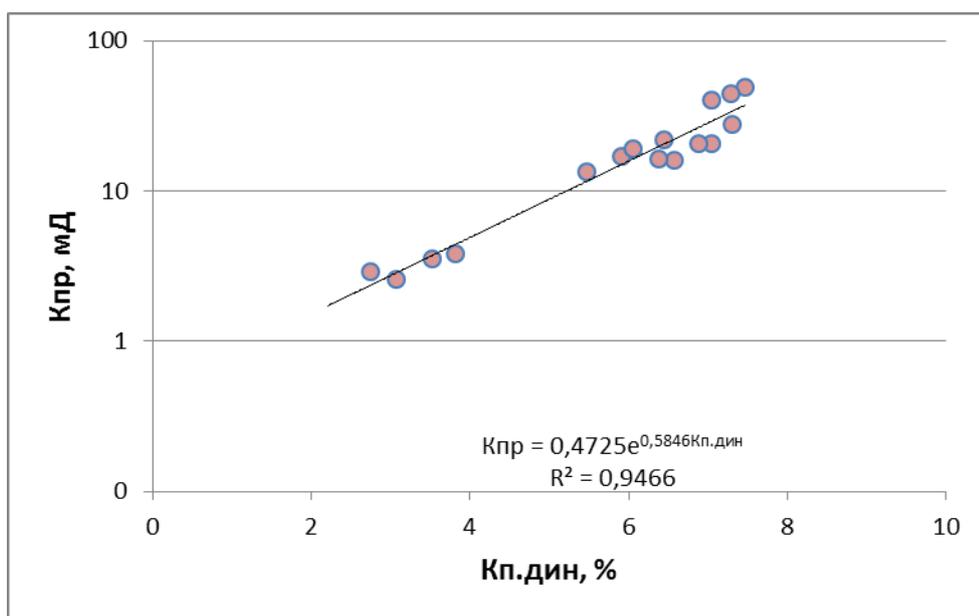


Рисунок. 6.10 Определение Кпр.гр. через Кп.дин по данным капилляриметрии по Ломовому месторождению

Анализируя график Кпр от Кп.дин, можно отметить, что при Кп.дин=0 Кпр.гр получается равным 0,47 мД. В ПЗ 2013-2014 г. принято Кпр.гр.=0,96 мД, определенное по

зависимости Кпр-Кп при граничной пористости равной 13,1 %. Сопоставление граничных значений коллекторов, принятых в ПЗ 1991-1992 г. с текущим ПЗ представлено в таблице 6.2.

Таблица 6.2

Сопоставление граничных значений коллекторов ПЗ 1991-1992 г. и 2013-2014 г. Ломового месторождения

| Параметры\ Год ПЗ | аПС.гр | αГК.гр | Кп.гр, % | | Кпр.гр, мД | |
|----------------------|--------|--------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | | | Ю ₁ ¹⁺² | Ю ₁ ³⁺⁴ | Ю ₁ ¹⁺² | Ю ₁ ³⁺⁴ |
| 1991-1992 г. | 0,4 | | 13,6 | 13,3 | 1,62 | 0,91 |
| 2013-2014 г. | 0,4 | 0,56 | 13,1 | | 0,96 | |

6.1.5. Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов

Разрез представлен переслаиванием глинистых и чистых песчаников с аргиллитами, алевролитами и плотными карбонатными разностями. В разрезе в подошвенной части пласта Ю₁¹⁺² уверенно выделяется уголь.

Используя комплекс геофизических методов совместно с качественными признаками литологических разностей, было проведено литологическое расчленение разреза.

Глинистые породы выделялись по высоким показаниям метода потенциала собственной поляризации (ПС), гамма каротажа (ГК) и времени пробега продольной волны (АК), номинальному диаметру скважины.

Плотные породы отмечаются повышенными значениями БК и НК, низкими значениями времени пробега продольной волны и ГК.

Угли выделяются пониженными показаниями НКТ и ГК и высокими значениями рк, выделены по высоким значениям ΔТ.

Для выделения коллекторов, по комплексу геофизических исследований были использованы качественные и количественные признаки.

Качественные признаки бывают прямыми и косвенными.

Прямые качественные признаки коллектора:

- сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным;
- наличие «положительных приращений» на диаграммах микрозондов;

Косвенные качественные признаки коллектора:

- наличие радиального градиента УЭС в пласте, устанавливаемого по данным каротажа электрического сопротивления (БКЗ, БК, БМК, ИК) с разной глубиной исследования;

- отрицательные отклонения кривой ПС;

- изменение во времени показаний электрических и других методов ГИС.

В качестве *количественного критерия* было использовано граничное значение относительной амплитуды ПС. $\alpha_{ПС.гр.} = 0,4$ для горизонта Ю₁.

В скважинах, пробуренных на полимерной промывочной жидкости, при отсутствии качественных признаков для выделения коллекторов использовался *количественный критерий* $\alpha_{ГК.гр.} = 0,56$ для горизонта Ю₁.

Также коллектор характеризуется граничными значениями пористости и проницаемости, соответственно 13,1 % и 0,96 мД.

6.1.6. Определение удельного электрического сопротивления

Оценка удельного электрического сопротивления проводилась комплексно – по данным бокового каротажного зондирования (БКЗ) в сочетании с показаниями индукционного метода. Для контроля качества индукционного метода проводилось сопоставление УЭС (ИК) с показаниями метода ГЗ4 (А4М0,5N) в мощных непроницаемых глинистых разностях куломзинской свиты.

В разведочных скважинах и эксплуатационных, пробуренных с отбором керна, где толщина коллектора составляет не менее 4 м, определение УЭС проводилось по БКЗ, по изорезистивной методике (Рис. 6.11).

В остальных случаях, в эксплуатационных скважинах и в коллекторах, толщина которых составляет менее 4 м, сопротивление пласта определялось по индукционному каротажу, так как он позволяет определить значения УЭС в пластах ограниченной мощности. На рисунке 6.12 приведено сопоставление значений УЭС, определённых по изорезистивной методике и по ИК.

Интерпретация геофизического материала показала, что глубина проникновения фильтрата промывочной жидкости в продуктивные пласты не превышает (2–4)d, реже 6d, т.е. введение поправки за влияние проникновения промывочной жидкости не требуется. В водонасыщенной части проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт составляет не менее (6–8)d, поэтому погрешность определения сопротивления выше, чем в продуктивной части.

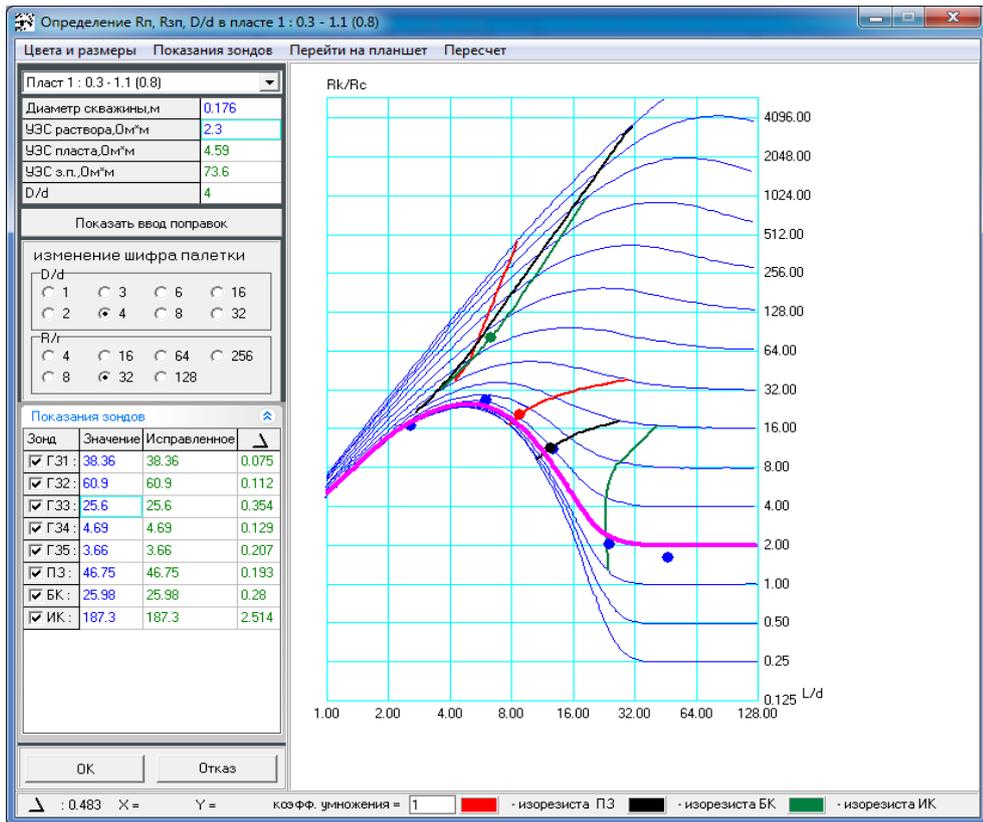


Рисунок. 6.11 Пример определения УЭС по изорезистивной методике

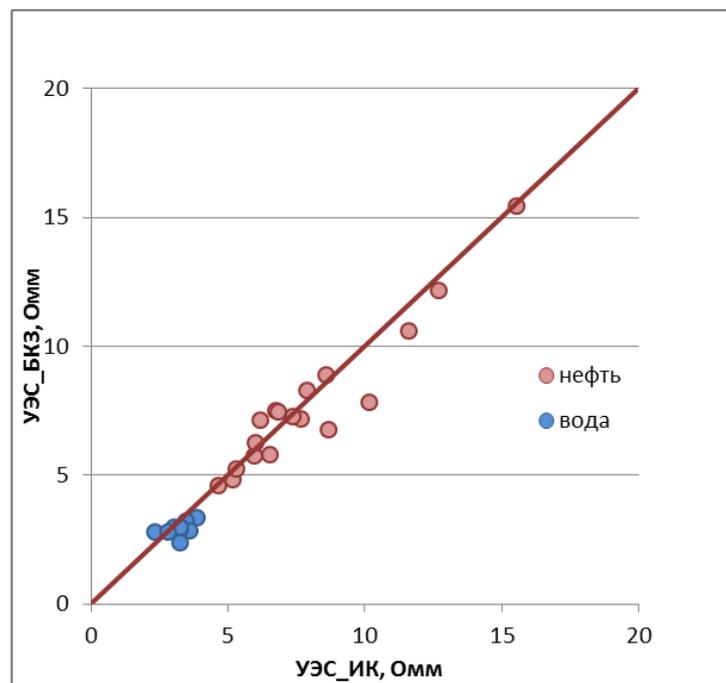


Рисунок. 6.12 График сопоставления УЭС по БКЗ и ИК

6.1.7. Определение коэффициента глинистости

По скважинам №№ 200Р, 201Р, 203Р, 204Р, 205Р, 207Р, 208Р в подсчете запасов 1991-1992 г. были проведены гранулометрические исследования. После ПЗ 1991-1992 г. новые измерения гранулометрии не проводились.

По данным гранулометрии была проведена попытка получить собственную зависимость коэффициента глинистости и двойного разностного параметра путем сопоставления данных весовой глинистости и дГК (Рис. 6.13).

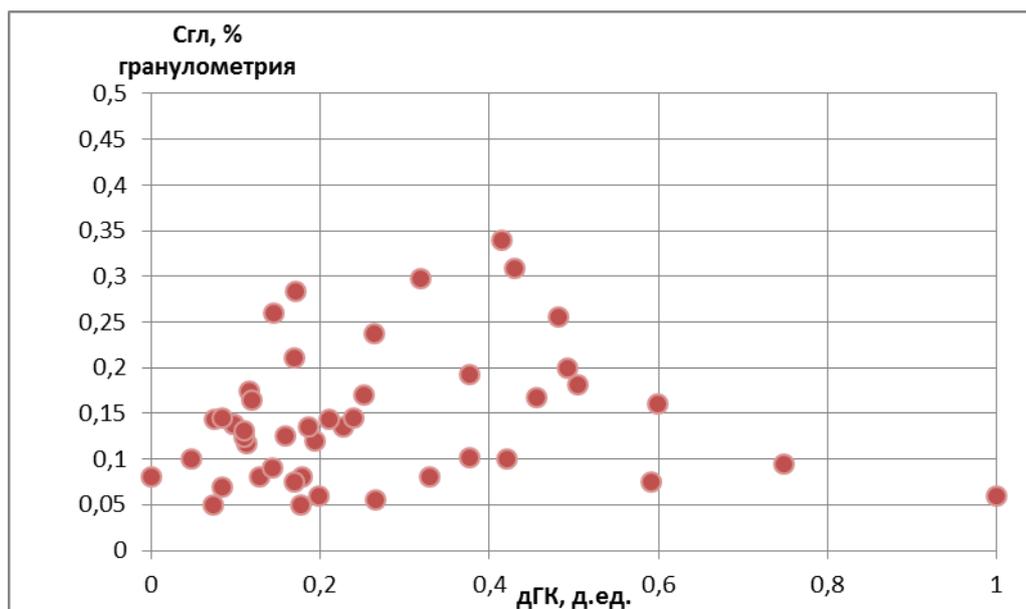


Рисунок. 6.13 Сопоставление весовой глинистости по данным гранулометрии и двойного разностного параметра ГК

Анализируя график на рисунке 6.13, можно отметить отсутствие зависимости. Поэтому расчёт глинистости проводился по зависимости, представленной в подсчете запасов 1991-1992 г. (Форм. 6.7.)

$$K_{Гл} = 1,055 - (1,14 - 1,111 * дГК)^{0,5}. \quad (6.7)$$

6.1.8. Определение коэффициента пористости

Расчет пористости проводился тремя способами:

- 1) по относительной амплитуде ПС;
- 2) по нейтронному каротажу;
- 3) по гамма-гамма плотностному методу;

1) *Расчет пористости по α ПС.*

В интервалах пропластков, выделенных по ГИС, проводилось осреднение керновых данных пористости и сопоставление их с соответствующими значениями α ПС. Для получения зависимости для расчета пористости во внимание принимались только те интервалы керна, где вынос керна составлял более 70 %.

В подсчете запасов 1991-1992 г. расчет пористости проводился отдельно для пласта $Ю_1^{1+2}$ и для пласта $Ю_1^{3+4}$. В настоящем подсчете запасов получена обобщенная зависимость для всех пластов, так как не было отмечено четкого разделения по керну на группы. Диапазон изменения значений пористости по керновым данным для пластов $Ю_1^{1+2}$ и $Ю_1^{3+4}$ близок и лежит в пределах от 0,12 до 0,2 д.е. (Рис. 6.14).

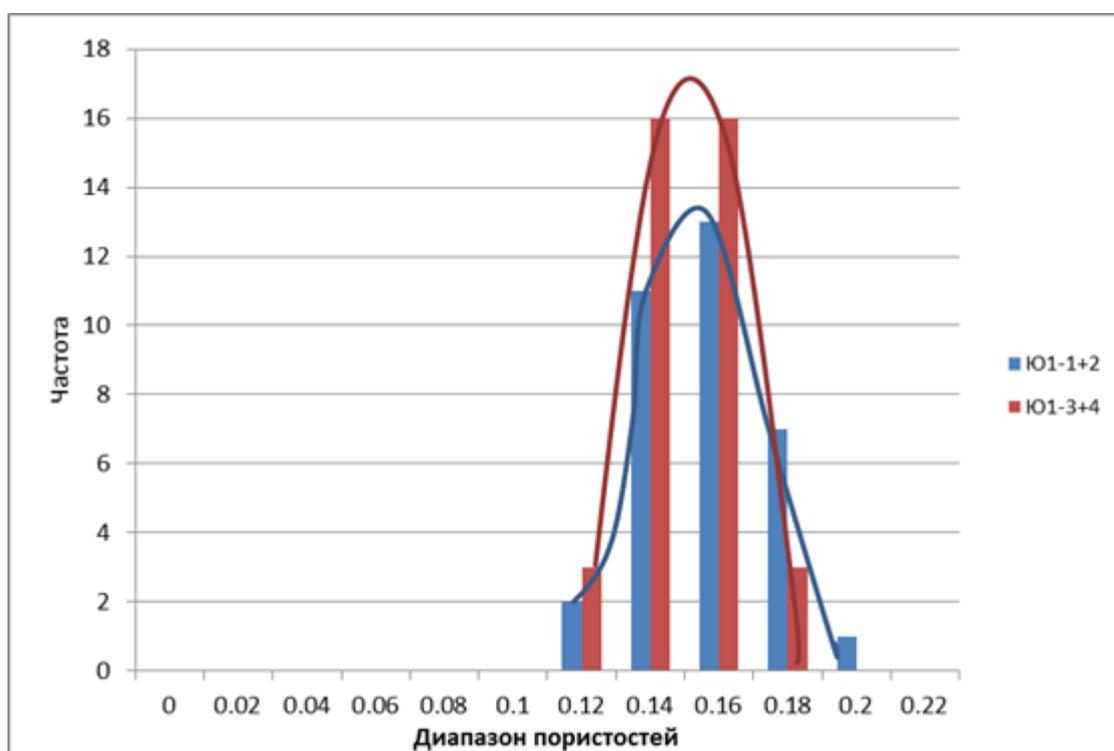


Рисунок. 6.14 Распределение пористости по керновым исследованиям для двух групп пластов (надугольной и подугольной) Ломового месторождения

График сопоставления зависимостей ПЗ 1991-1992 г с обобщенной зависимостью K_p от α ПС представлен на рисунке 6.15. Анализируя данный график, можно отметить, что все зависимости лежат близко друг к другу и разница в определении пористости по пластам незначительна. На рисунке 6.16 представлен итоговый график зависимости K_p от α ПС.

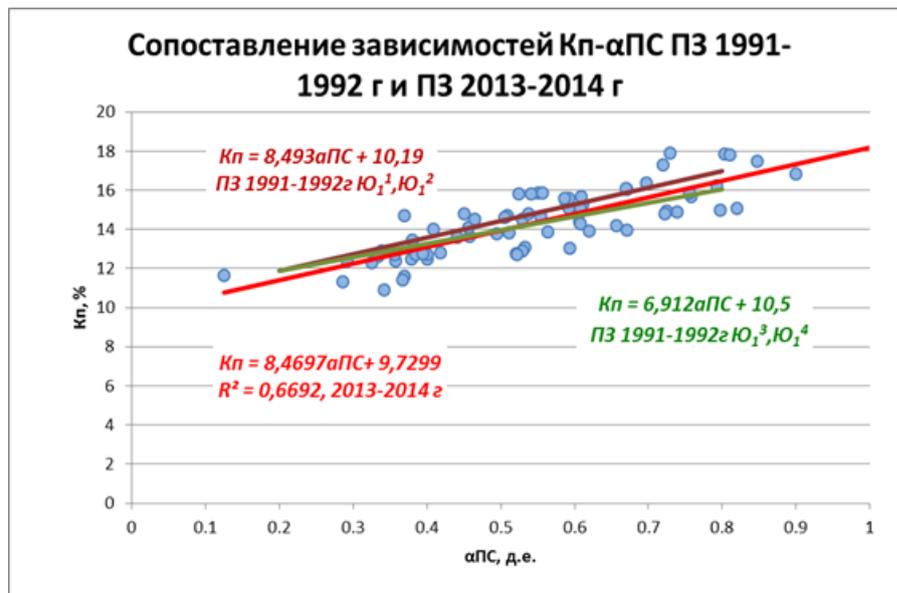


Рисунок. 6.15 Сопоставление зависимостей для расчета пористости через $\alpha_{ПС}$ подсчетов запасов 1991-1992 г и 2013-2014 г Ломового месторождения

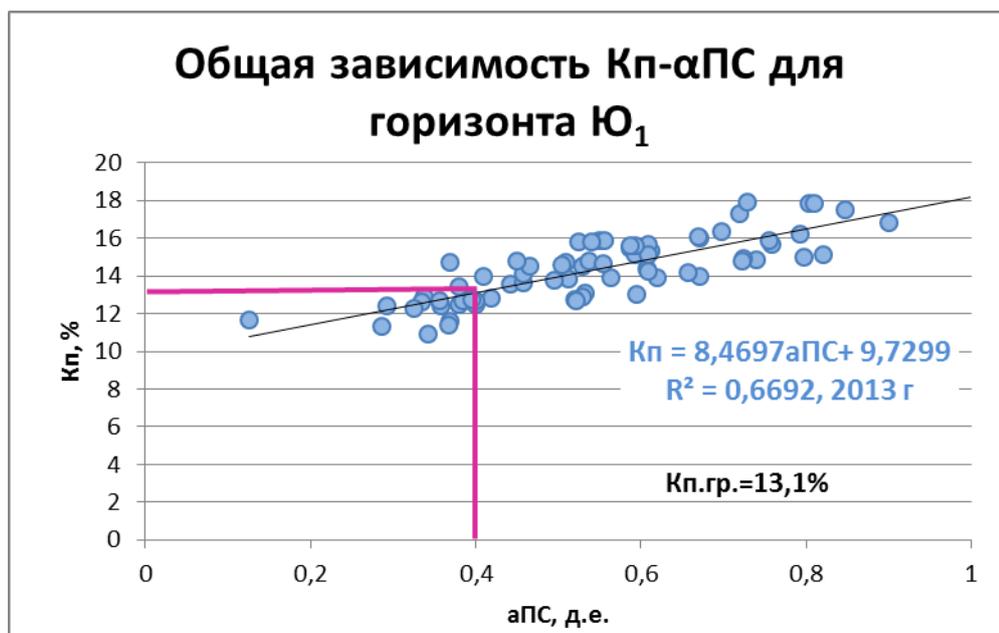


Рисунок. 6.16 Принятая зависимость для расчета пористости пластов горизонта Ю_1 Ломового месторождения

2) Расчет пористости по нейтронному каротажу

Расчет пористости по нейтронному каротажу имеет оценочный характер по причине сложности учета влияния карбонатизации, углификации и т.д. и предполагается для расчета пористости в скважинах, пробуренных на полимерном растворе при отсутствии плотностного каротажа.

Предварительно были проведены следующие подготовительные этапы:

- 1) Нормирование показаний НКТ
- 2) Расчет глинистости

В интервале значений, характерных для терригенного разреза, логарифм водородосодержания связан с НКТ линейным уравнением (Форм. 6.8):

$$J_n = -a \cdot \lg(W) + b, \quad (6.8)$$

где: W - водородосодержание в изучаемом пласте,

a и b – коэффициенты, которые могут быть определены по показаниям в кавернах (Форм. 6.9, 6.10)

$$a = (J_{n_к.п.} - J_{n_кав}) / \lg(W_{кав} / W_{к.п.}), \quad (6.9)$$

$$b = J_{n_к.п.} + a \cdot \lg W_{к.п.}, \quad (6.10)$$

$J_{n_к.п.} = 2,8$ у.е. - показания НК в опорном пласте карбонатизированного песчаника (скважина № 381);

$J_{n_кав} = 1,2$ у.е. - показания НК в каверне;

$W_{к.п.} = 0,05$ д.е. - водородосодержание карбонатизированного песчаника определялось, как среднее значение плотного карбонатизированного песчаника по керновым исследованиям:

$W_{кав} = 0,4$ д.е. - водородосодержание в кавернах;

$J_{n_п}$ – показания НКТ в опорном пласте песчаника, рассчитывалось как среднее значение показаний НКТ в песчаниках выбранного опорного пласта. $W_{п}$ – водородосодержание в опорном пласте песчаника.

Подставляя полученные коэффициенты в уравнение, водородосодержание определялось по формуле 6.11:

$$W = 10^{((J_n + b) / -a)}, \quad (6.11)$$

Коэффициент пористости рассчитывался по формуле 6.12:

$$K_{п_н} = W - W_{гл} \cdot K_{гл}, \quad (6.12)$$

Где:

$K_{гл} = 1,055 - (1,14 - 1,111 \cdot дГК)^{0,5}$ - коэффициент глинистости пласта;

$W_{гл} = 0,253$ д.ед. – водородосодержание глин, определенное по описаниям шлифов (Табл. 16, 17 книга 5). По данным анализа шлифов была определена доля каждого компонента в цементе. Основные составляющие цемента: слюдистый агрегат – 39 % ($W = 0,27$ д. е. взято как среднее водородосодержание для каолинитов и монтмориллонитов), каолинит – 37 % ($W = 0,37$ д.е.) и монтмориллонит ($W = 0,17$ д.е.).

Водородосодержание глин равно сумме величин водородосодержания каждого из компонентов цемента, $W_{гл} = 0,253$ д.ед.

На коэффициент пористости по НКТ оказывает влияние газ и карбонатизация, погрешность в определении может составлять 2-4 %. Учет влияния факторов, искажающих показания метода, можно проводить с помощью метода ПС. Но так как в скважинах, пробуренных на полимерной промывочной жидкости, метод ПС не работает, поправку применять нет возможности. Поэтому введение поправки в данной работе не рассматривалось. В таком случае пористость по нейтронному каротажу будет носить оценочный характер. Пример расчета коэффициента пористости по нейтронному каротажу представлен на рисунках 6.17, 6.18.

3) Расчет пористости по гамма-гамма плотностному каротажу

Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп) на Ломовом месторождении записан в одной скважине № 647, по ней проводилась отладка методики расчета путем сопоставления керновых данных: плотности максимально водонасыщенных образцов и пористости (Рис. 6.19).

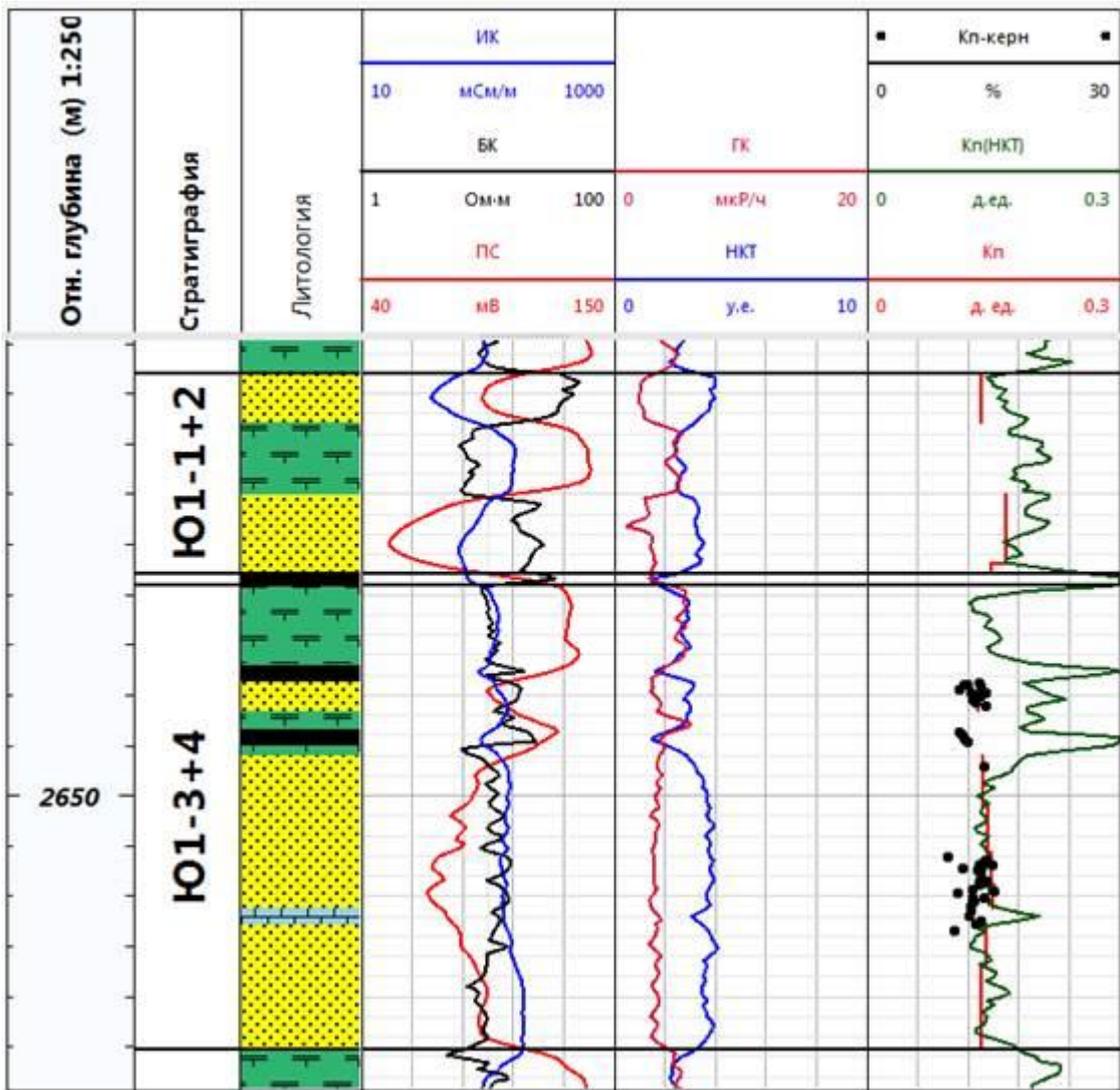


Рисунок. 6.17 Пример расчета пористости по НКТ в скважине № 409 Ломового месторождения

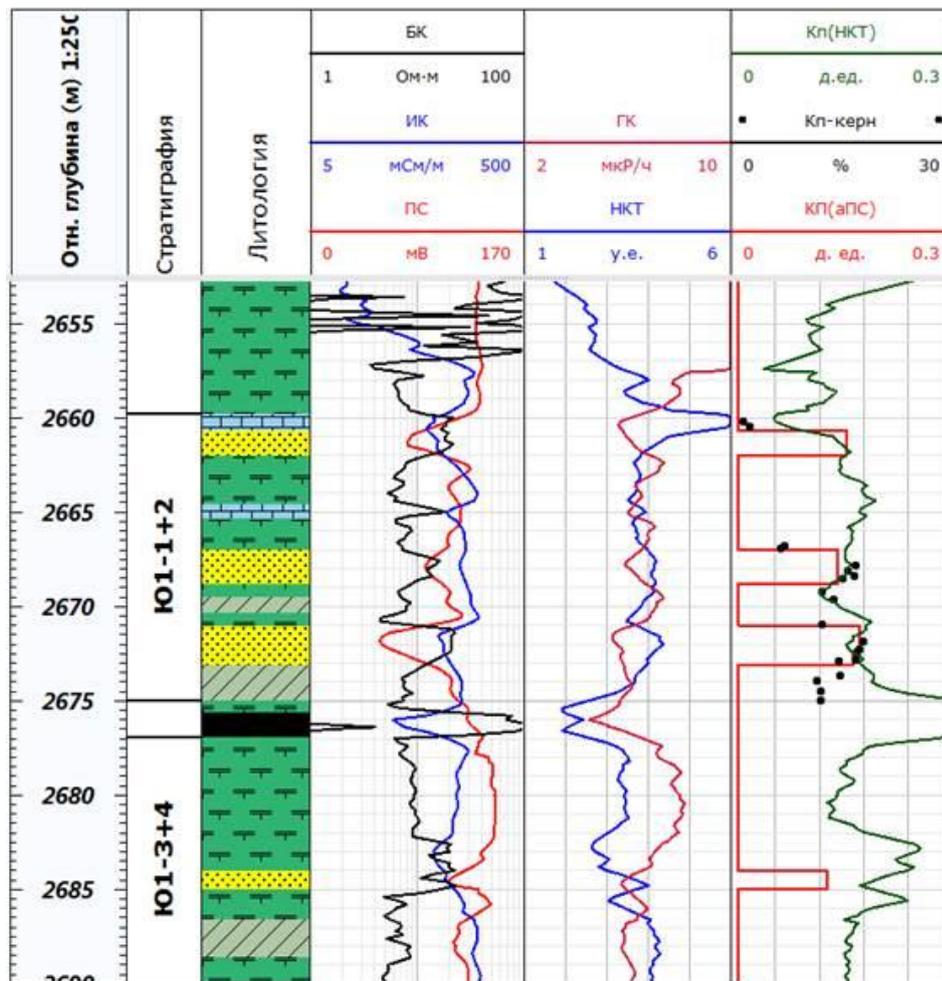


Рисунок. 6.18 Пример расчета пористости по НКТ в скважине № 323 Ломового месторождения

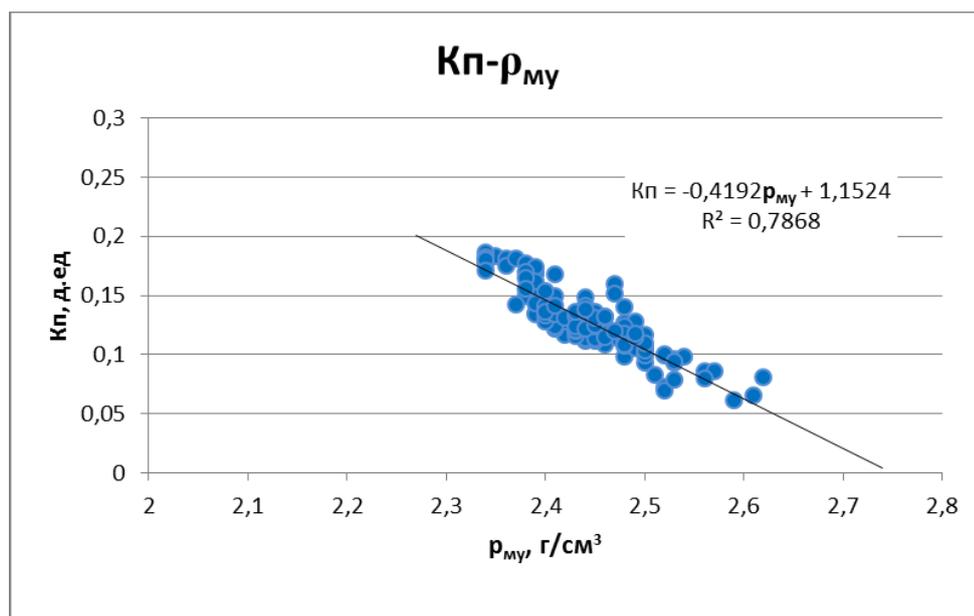


Рисунок. 6.19 Зависимость Кп от плотности максимально увлажненного образца по ядерным данным для Ломового месторождения

По графику, изображенном на рисунке 6.20, плотность скелета при $Kп=0$ равна $2,678 \text{ г/см}^3$.

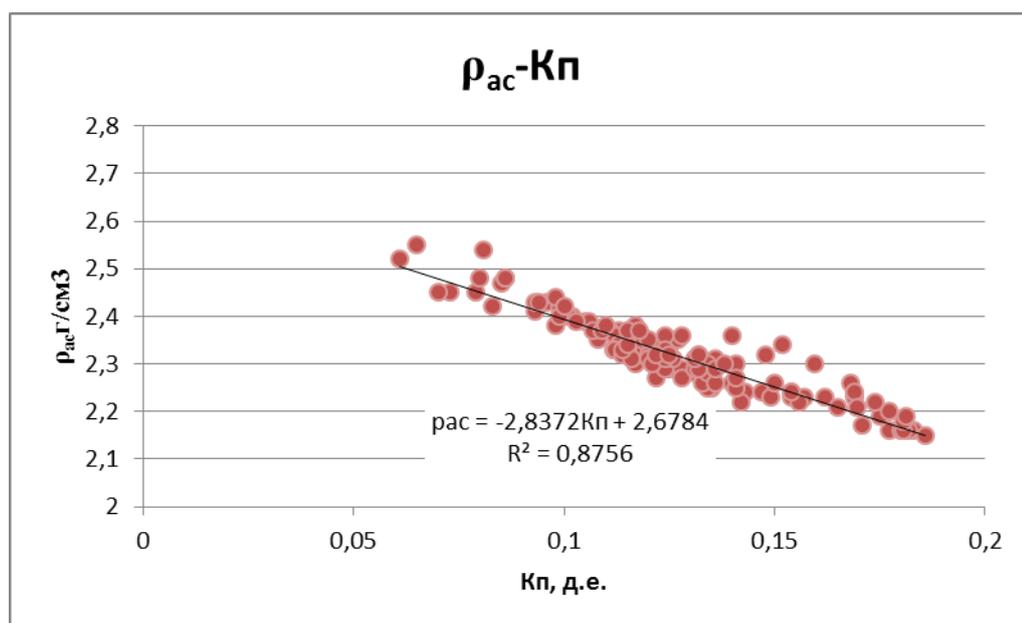


Рисунок. 6.20 Зависимость $Kп$ от плотности абсолютно сухого ядра для Ломового месторождения

Расчетная формула определения пористости по плотностному каротажу (Форм. 6.13):

$$Kп = -0,4192\rho_{\mu} + 1,1524, \quad (6.13)$$

Для скважины № 647 в подсчет запасов была принята пористость, рассчитанная по гамма-гамма плотностному каротажу.

6.1.9. Определение коэффициента нефтенасыщенности

Расчет водонасыщенности проводился в следующей последовательности:

1) Определение параметра пористости производилось путем сопоставления ядерных данных коэффициента пористости и параметра пористости. Зависимость $\rho_{п}=f(Kп)$, определенная в настоящем подсчете запасов и зависимость ПЗ 1991-1992 г. практически совпадают (Рис. 6.21).

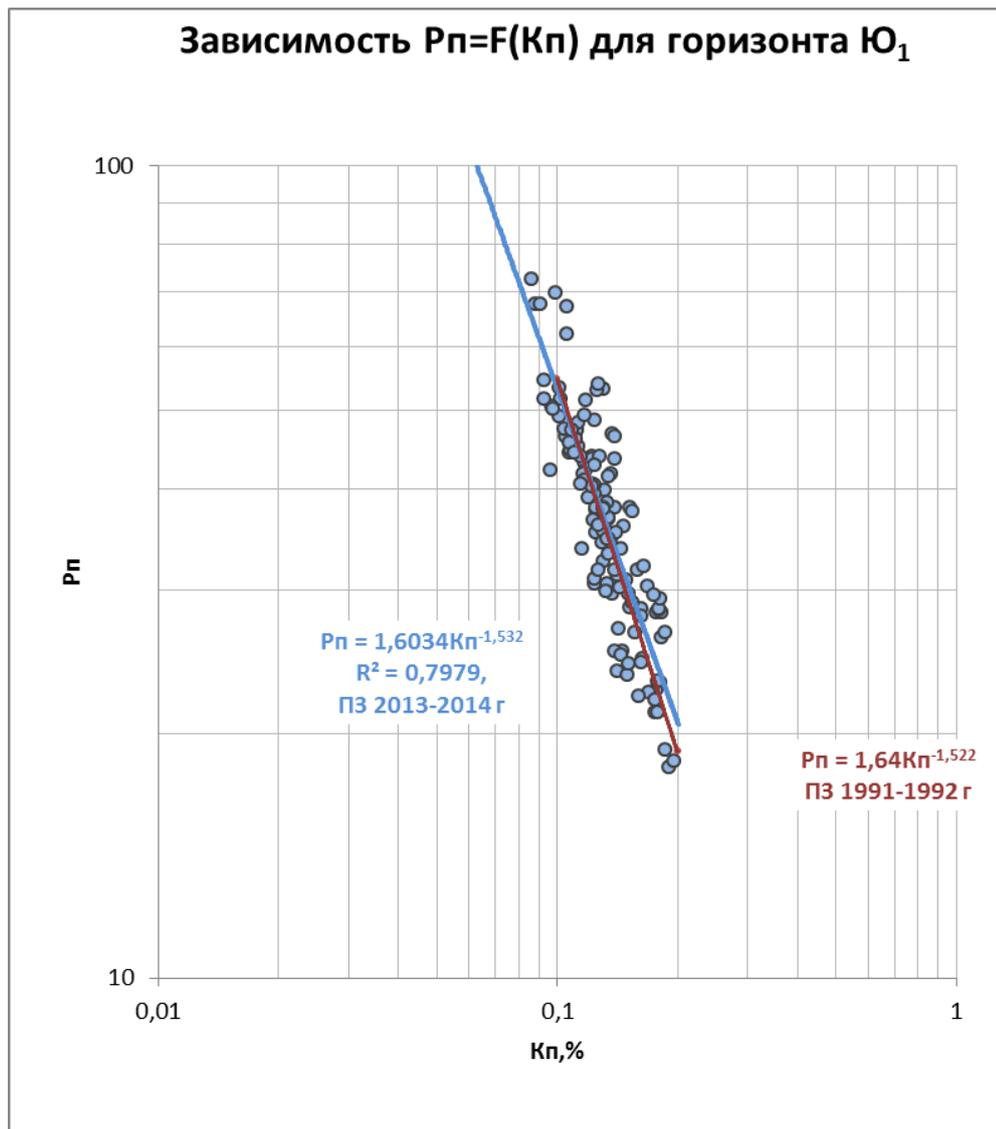


Рисунок. 6.21 Зависимость R_p от K_p по Ломовому месторождению

В ПЗ 2013-2014 г. для расчета параметра пористости используем формулу 6.14.

$$R_p = 1,6034 K_p^{-1,532}, \quad (6.14)$$

2) В настоящем ПЗ величина минерализации пластовой воды существенно не изменилась. Сопротивление пластовой воды 0,06 Ом подтверждается палеткой Шлюмберже и расчетами по формуле Б. Ю. Вендельштейна (Форм. 6.15).

$$\rho_B = 10^{1,48608 - 0,782 \cdot Lg(Cv) - 0,7241 \cdot Lg(T)}, \quad (6.15)$$

3) Расчет коэффициентов нефтенасыщения проводился при помощи формулы $K_n = 1 - K_v$, K_v в д.е.

Коэффициент водонасыщенности в предыдущем подсчете принимался как средняя линия между исследованиями лаборатории ПО «Сибнефтегеофизика» и данными ПЗ

1984 г. К сожалению, значения R_n с ПЗ 1984 г. не сохранились. Существующие керновые исследования не подтверждают зависимость $R_n=f(K_v)$ 1991-1992 г (Рис. 6.22).

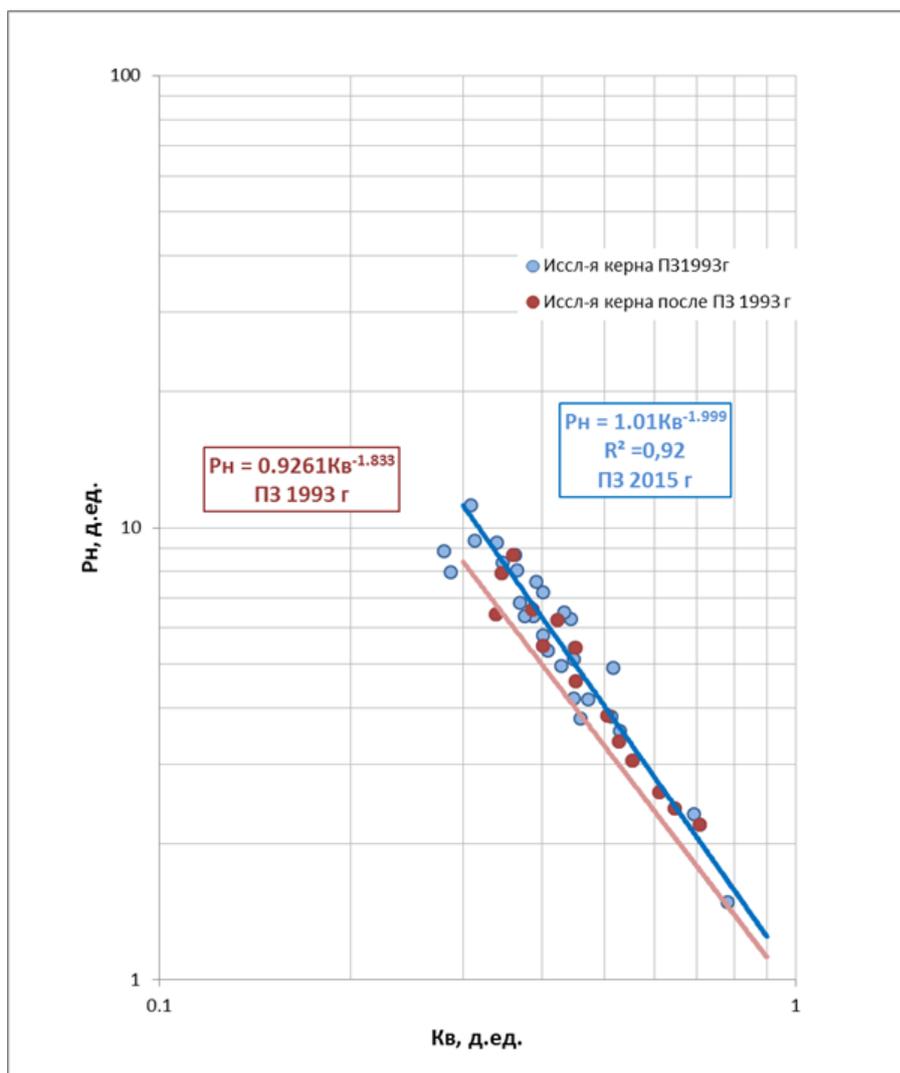


Рисунок. 6.22 Сопоставление зависимостей $R_n=f(K_v)$ ПЗ 1991-1992 г и 2013-2014 г Ломового месторождения

Определение коэффициента нефтенасыщенности в коллекторах толщиной менее 1,5 метров не проводилось, так как невозможно достоверно оценить сопротивление пропластка из-за ограничения разрешающей способности методов сопротивления. Таким коллекторам присваивалось насыщение «НЕЯСНО» (UNKNOWN), а насыщение определялось с учетом работы скважины, характеристики окружающих скважин и принятому уровню ВНК.

6.1.10. Определение характера насыщения

В предыдущем подсчете запасов 1991-1992 г. в качестве граничных значений для разделения по характеру насыщения были приняты $УЭС.гр=4,6$ Омм и $Рп. гр.=2,6$.

В ПЗ 2013-2014 г. оценка характера насыщения проводилась двумя способами:

- 1) по граничным K_v
- 2) по граничному значению сопротивления

В качестве вспомогательного метода для определения характера насыщения используется методика Пёрселла-Бурдайна. Этот метод основан на данных капилляриметрии керн, учитывает дифференциацию по пластам и рекомендован к использованию.

В качестве исходных данных рассматривались капиллярные кривые по 10 скважинам Ломового месторождения.

По методике Бурдайна, проводился расчет относительных фазовых проницаемостей согласно уравнениям:

Для смачивающей фазы (воды) (Форм. 6.16):

$$K_{пр.оти}^в = \left(\frac{K_v - K_{во}}{1 - K_{во}} \right)^2 * \frac{\int_{K_{во}}^{K_v} \frac{dK_v}{P_k^2}}{\int_{K_{во}}^{1-K_{но}} \frac{dK_v}{P_k^2}}, \quad (6.16)$$

Для не смачивающей фазы (нефти) (Форм. 6.17):

$$K_{пр.оти}^н = \left(1 - \frac{K_v - K_{во}}{1 - K_{во} - K_{но}} \right)^2 * \frac{\int_{K_{во}}^{K_v} \frac{dK_v}{P_k^2}}{\int_{K_{во}}^{1-K_{но}} \frac{dK_v}{P_k^2}}, \quad (6.17)$$

где K_v – водонасыщенность в вычисляемой точке, $K_{во}$ – остаточная водонасыщенность, $K_{но}$ – остаточная нефтенасыщенность. Значение $K_{но}$ было принято равным 0,29 д.е., что соответствует среднему значению коэффициенту остаточной нефтенасыщенности, определенному по образцам керн.

Вычисляется кривая фракционного потока для каждого образца (Форм. 6.18)

$$f = \frac{1}{1 + \frac{K_{пр.оти}^н * \mu_v}{K_{пр.оти}^в * \mu_n}}, \quad (6.18)$$

где f – доля воды в притоке (д.е.),

μ_v – вязкость воды (сП),

μ_n – вязкость нефти (сП).

Для выделения критериев определения характера насыщения коллектора строились кривые фракционного потока (ФП) в зависимости от водонасыщенности (Рис. 6.23).

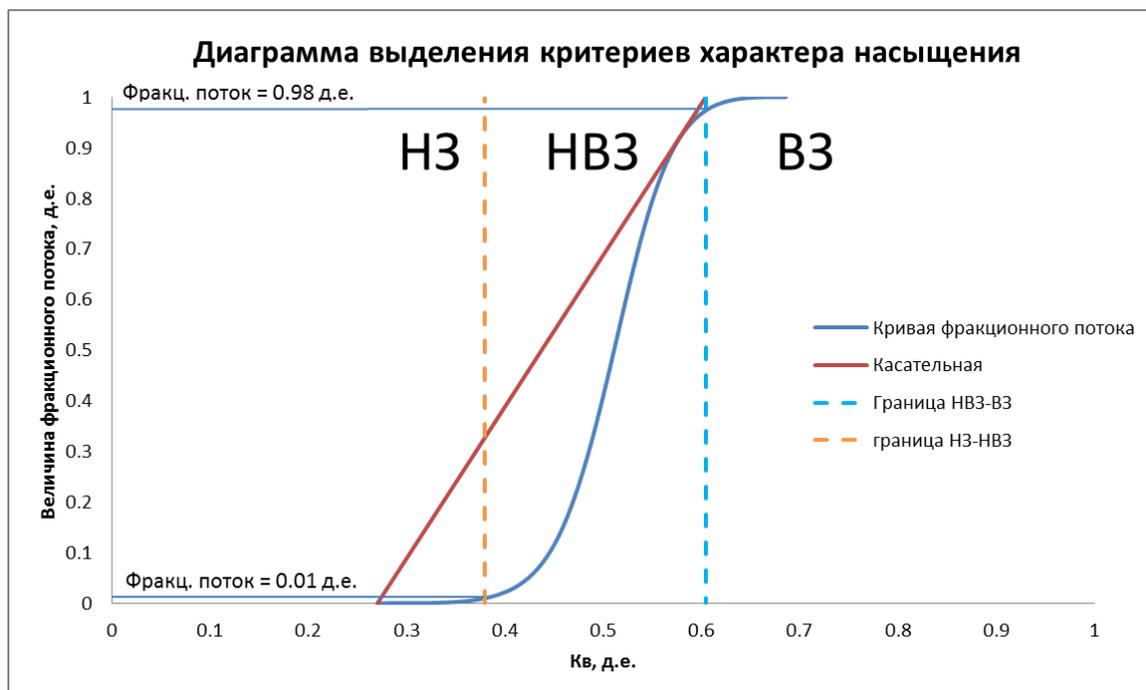


Рисунок. 6.23 Кривая фракционного потока (ФП) в зависимости от водонасыщенности

Исходя из рекомендаций, для разделения зон НЗ и НВЗ используется величина ФП, равная 0,01 д.е., означающая 1 % обводненности. Соответствующая этому значению обводненности на кривой ФП величина Кв обозначается как Кв*.

Для определения границы НВЗ и ВЗ строилась касательная к графику ФП(Кв) из точки Кв=Кво и нуля фракционного потока. Точка касания этой линии к кривой фракционного потока определяет величину ФП (в данном случае 0,98 д.е.), при которой начинается резкое обводнение продукции (точка прорыва). Абсцисса (точки касания) определяет граничное значение водонасыщенности Кв.гр (на данном примере Кв.гр=0,6). Полученное значение Кв.гр должно быть меньше значения Кв.кр, при котором начинается однофазный поток воды.

Значение функции обводненности, при котором начинается однофазное движение воды, обычно принимается равным 98 %.

Определяя таким образом граничные значения ФП и соответствующие им значения Кв* и Кв.гр по всем образцам, строились зависимости Кв граничных от коэффициента пористости (Рис. 6.24).

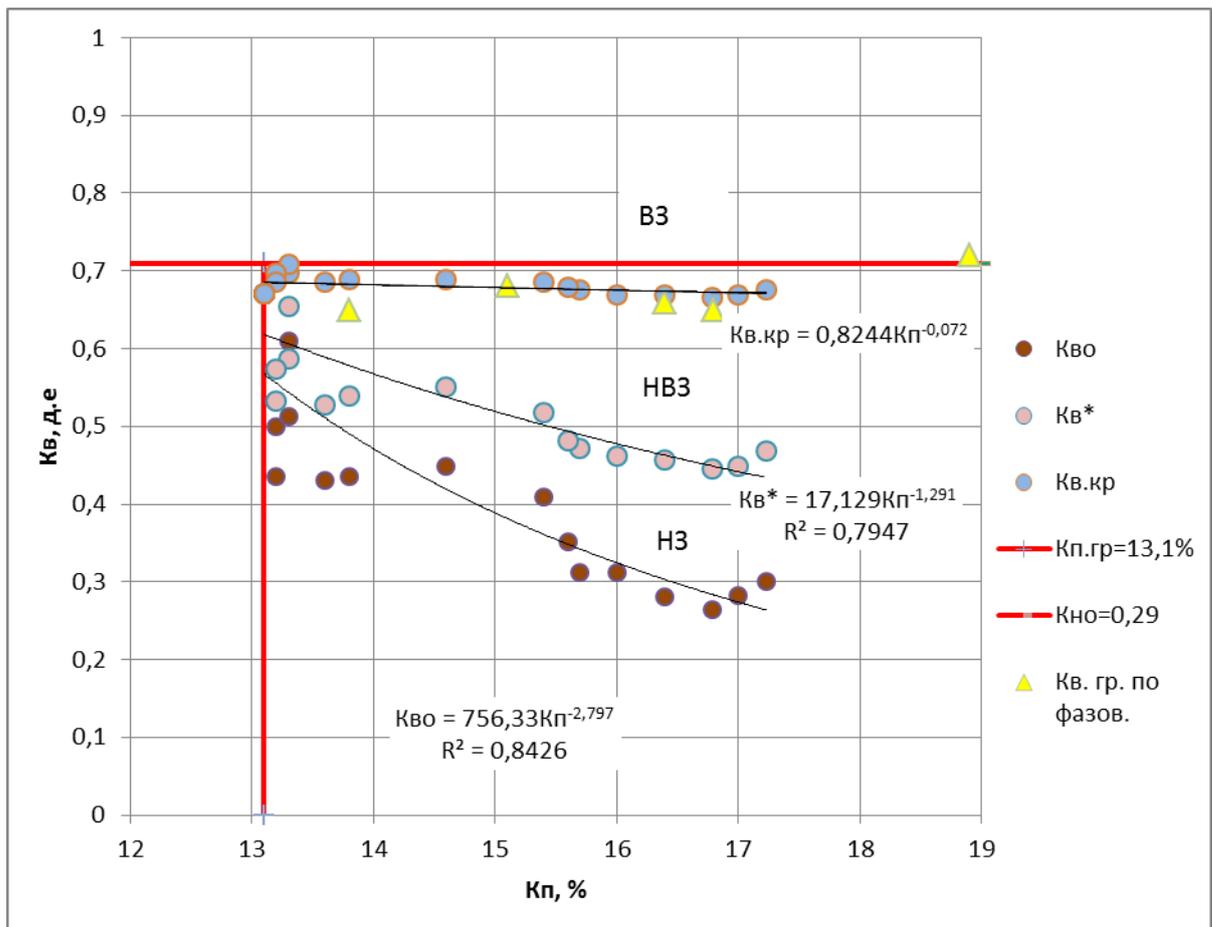


Рисунок. 6.24 Определение граничных значений водонасыщенности по данным капилляриметрии Ломового месторождения

Критериями выделения зон по характеру насыщения являлись:

- $K_{во} \leq K_v \leq K_v^*$ – нефть;
- $K_v^* < K_v \leq K_{в.кр}$ – нефть + вода;
- $K_v > K_{в.кр}$ – вода;

На графике, определяющем граничные K_v для водяной, нефтеводяной и нефтяной зон, нанесены данные $K_{в.гр}$ по фазовым проницаемостям при величине фракционного потока 98 %. $K_{в.гр}$ по фазовым проницаемостям соответствуют $K_{в.гр}$ по капилляриметрическим исследованиям.

В качестве основного способа разделения коллекторов по характеру насыщения в данной работе использовались зависимости K_p от сопротивления для воды и нефти. В скважинах в интервалах опробований, где были получены однофазные притоки нефти и воды, проводилось осреднение пористости. Также для этих интервалов было рассчитано сопротивление. В связи с малым количеством интервалов, в которых были получены

притоки воды без нефти, график УЭС-Кп были добавлены точки, полученные путем пересчета по формуле Арчи-Дахнова данных капилляриметрии (Форм. 6.19, рис. 6.25):

$$K_v = (a * \rho_v / K_{п}^{m * \rho_{п}})^{1/n}, \quad (6.19)$$

где ρ_v – сопротивление пластовой воды, $\rho_{п}$ – сопротивление пласта.

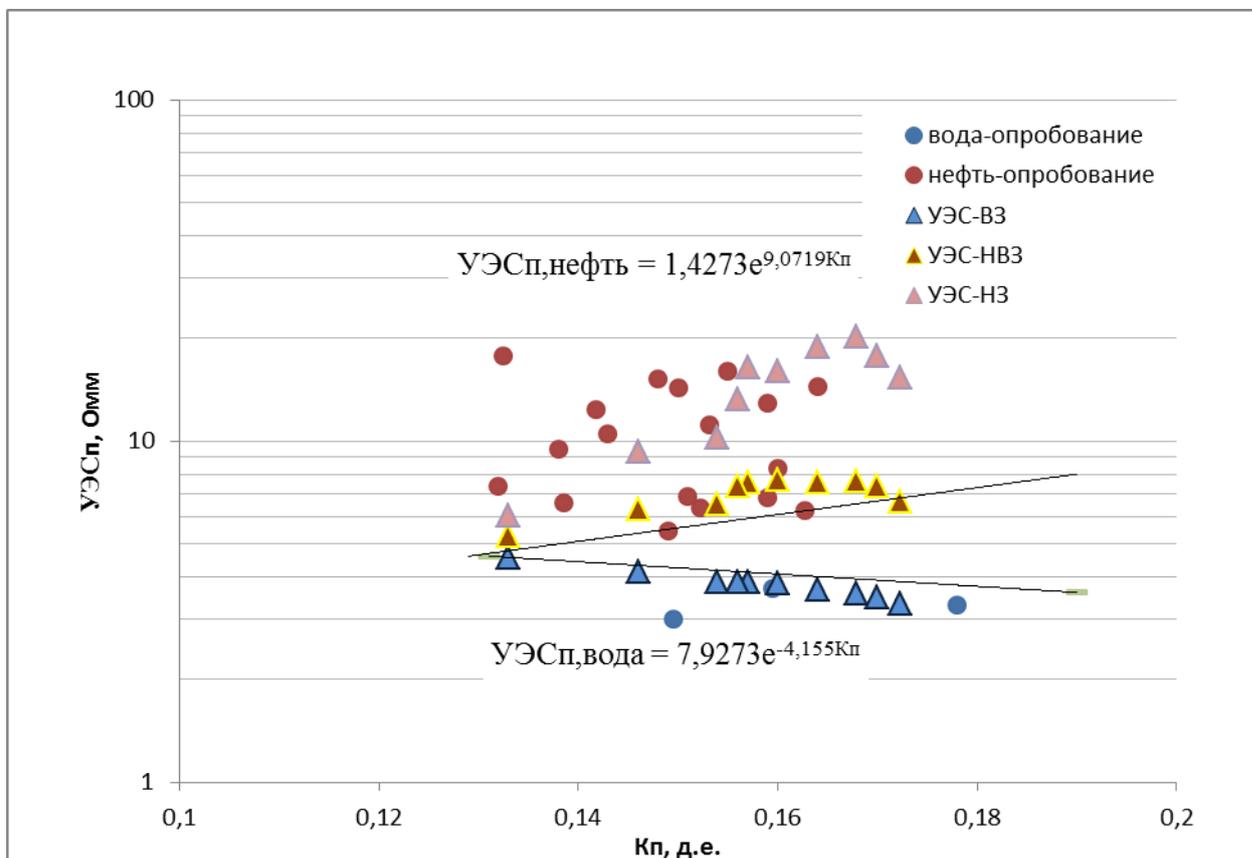


Рисунок. 6.25 Определение характера насыщения Ломового месторождения

В качестве основного метода разделения коллекторов по насыщению приняты зависимости УЭС-Кп, так как выборка по данным капилляриметрии содержит менее 30 точек.

6.1.11. Определение коэффициента проницаемости

Коэффициент проницаемости определялся по зависимости “кern-кern”. В предыдущем подсчете использовались две зависимости: для надугольной толщи (пласт Ю₁¹⁺²) и подугольной (пласт Ю₁³⁺⁴). В подсчете запасов 2013-2014 г. расчет коэффициента проницаемости было решено проводить по обобщенной зависимости, так как при сопоставлении керновых данных не было обнаружено четкого разделения на группы (Рис. 6.26). Из графика видно, что данные Кп-Кпр для разных пластов лежат в одной области точек.

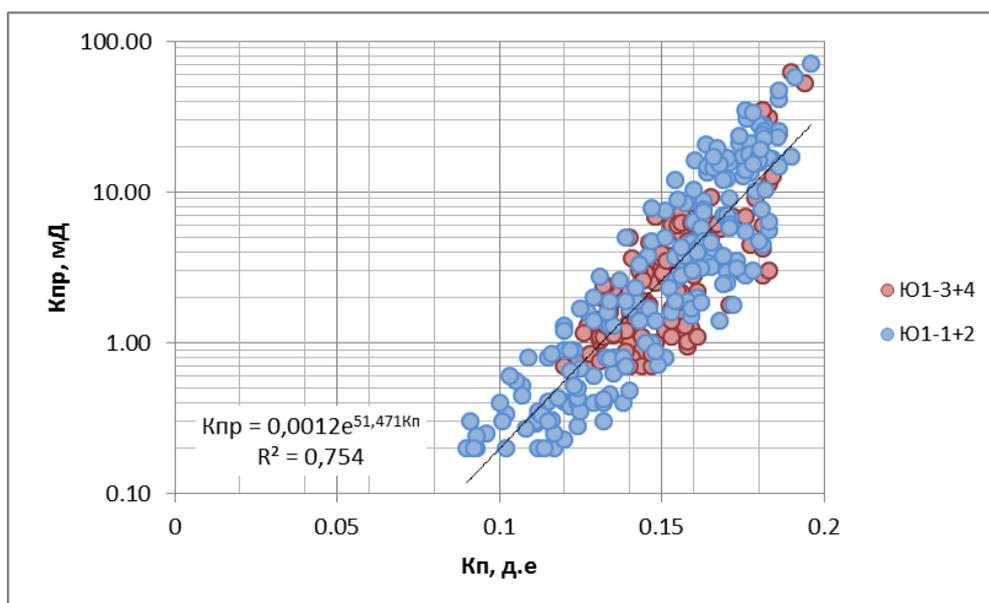


Рисунок. 6.26 Зависимость Кпр от Кп по Ломовому месторождению

Сопоставление новой зависимости с алгоритмами для расчета проницаемости предыдущего подсчета запасов представлено на рисунке 6.27.

Отмечено, что дифференциация коллекторов по проницаемости находится в широком диапазоне значений (Рис. 6.27). Детальных палеофациальных реконструкций в данном ПЗ выполнить нельзя ввиду отсутствия кондиционного керна. Поэтому разделение на типы коллекторов по проницаемости для групп пластов также не представляется возможным.

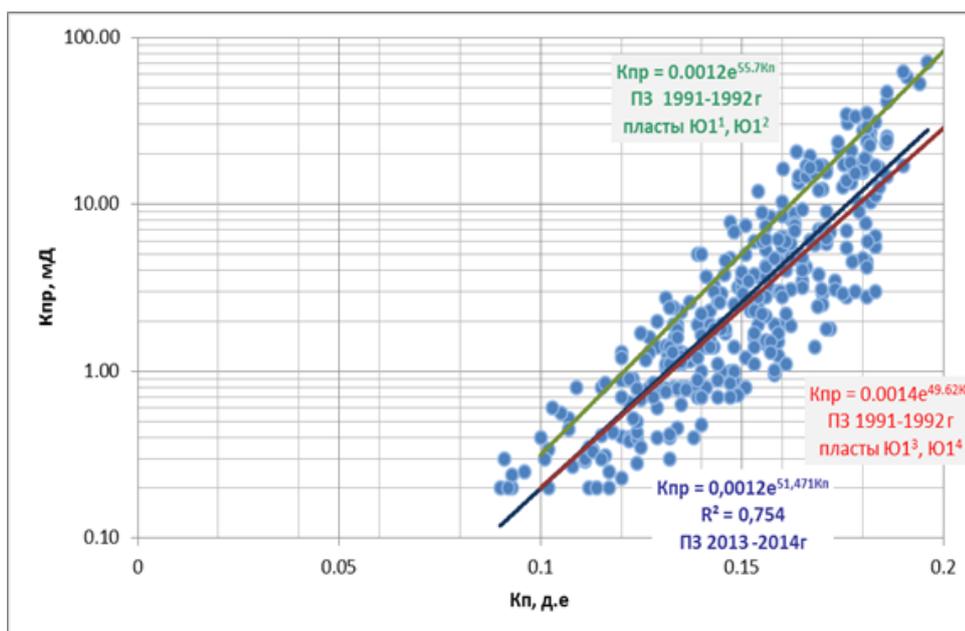


Рисунок. 6.27 Сопоставление зависимостей Кпр от Кп ПЗ 1991-1992 г. и 2013-2014 г. по Ломовому месторождению

6.2. Анализ результатов интерпретации геофизических исследований скважин

Ломового месторождения

Качество и объем проведенных на Ломовом месторождении ГИС позволили провести литологическое расчленение разреза, определить подсчетные параметры и характер насыщения коллекторов.

6.2.1. Оценка достоверности определения коэффициента пористости

Пористость определялась по трем методам: ПС, НКТ и ГГКп. В качестве основного метода принят расчет пористости по методу ПС, так как он записан во всех скважинах и имеет хорошую сходимость с керновыми данными (Рис. 6.28).

Методы НКТ и ГГКп использовались для расчета пористости в скважинах, пробуренных на полимерной промывочной жидкости. Если записаны оба метода, то предпочтение должно быть отдано гамма-гамма плотностному каротажу, т.к. в методе НКТ нет возможности учитывать карбонатизацию породы, влияние газа (нет временных замеров НКТ). Сопоставление коэффициентов пористости по методу НКТ с пористостью по керну представлено на рисунке 6.29.

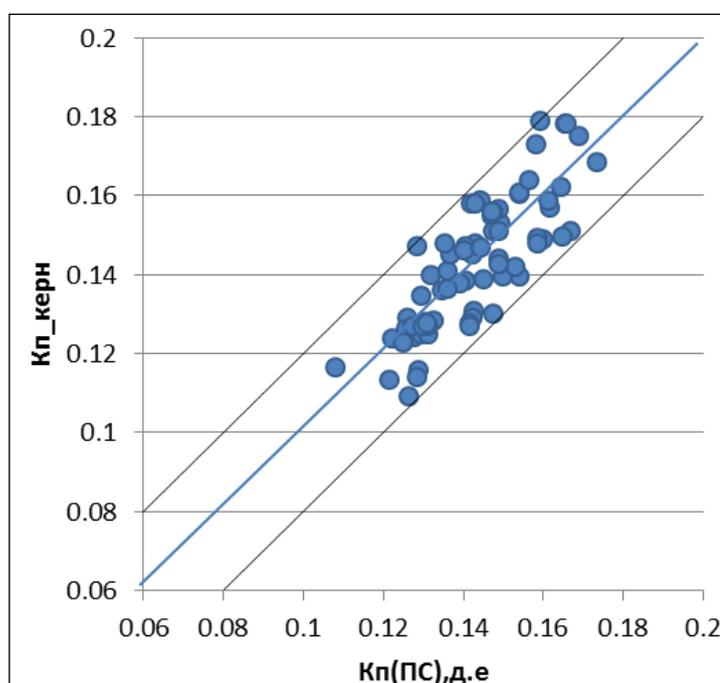


Рисунок. 6.28 Сопоставление K_p по методу ПС и $K_{p_кern}$ по Ломовому месторождению

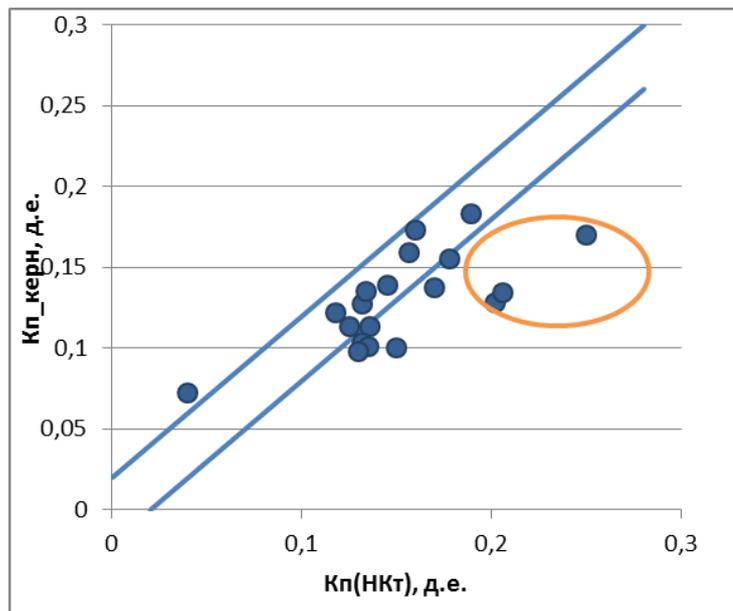


Рисунок. 6.29 Сопоставление Кп(НКТ) и Кп_кern по Ломовому месторождению

На рисунке 6.29 завышение значений пористости по Кп (НКТ) относительно Кп-кern в выделенной области можно объяснить влиянием литологических разностей, которые сложно учесть (например, наличие углистых разностей).

Сопоставление Кп (ГГКп) с керновыми данными не представляется возможным, т.к. в скважине, где записан ГГКп (скважина № 647) нет керновых исследований.

6.2.2. Оценка достоверности определения коэффициента проницаемости

Коэффициент проницаемости был определен через коэффициент пористости и также имеет хорошую сходимость с керновыми данными (Рис. 6.30).

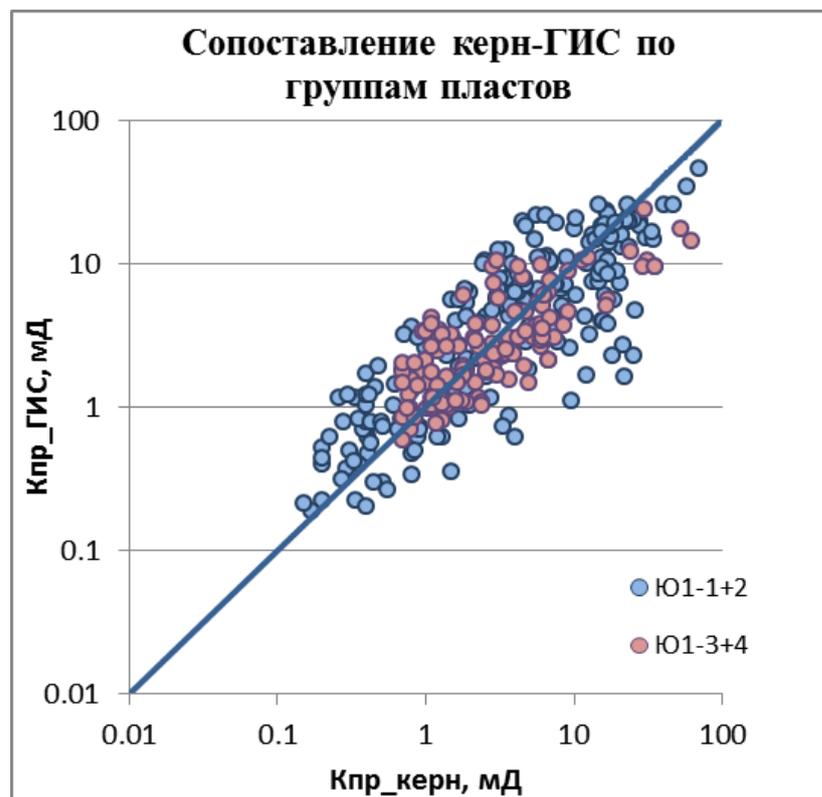


Рисунок. 6.30 Сопоставление $K_{пр_ГИС}$ с $K_{пр_керн}$ Ломового месторождения

6.2.3. Оценка достоверности определения коэффициента водонасыщенности

Коэффициент водонасыщенности определялся по зависимости $R_n=f(K_v)$, настроенной на керновых данных. Для оценки качества определения K_n , построен график сопоставления коэффициентов нефтенасыщенности в скважинах, которые расположены в чисто нефтяной зоне с осредненными значениями K_n по капилляриметрии в пределах пропластков по методам ГИС. Исходные данные представлены на рисунке 6.31.

6.2.4. Сопоставление средневзвешенных значений подсчетных параметров

текущего ПЗ и ПЗ 1991-1992 г.

В предыдущем ПЗ выделяли четыре подсчетных объекта: $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$. Несмотря на то, что в настоящем ПЗ пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$ объединены в единый подсчетный объект $Ю_1^{1+2}$, а пласты $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$ – в единый подсчетный объект $Ю_1^{3+4}$, для корректного сопоставления изменений средневзвешенных значений подсчетных параметров по сравнению с ПЗ 1991-1992 г., пласты $Ю_1^{1+2}$ и $Ю_1^{3+4}$ были условно разделены на четыре пласта (Табл. 6.3)

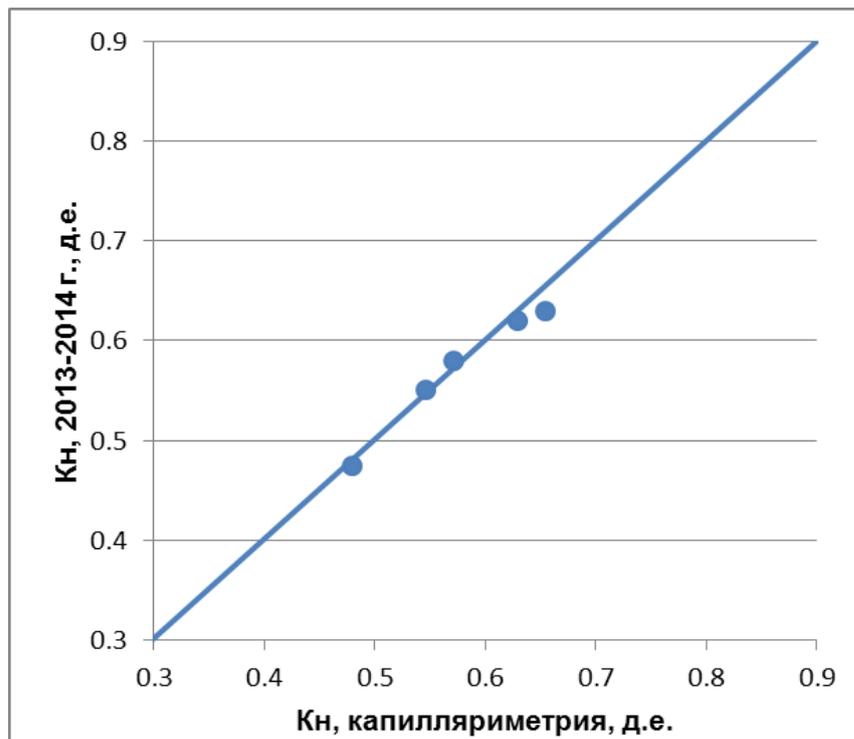


Рисунок. 6.31 Сопоставление K_n текущего ПЗ с K_n по капилляриметрическим исследованиям Ломового месторождения в зоне ЧНЗ

Таблица 6.3

Сравнение средневзвешенных значений подсчетных параметров ПЗ 1991-1992 г. и текущего ПЗ

| Пласт | $H_{эфф}$, м | | δ , % | K_p , % | | δ , % | K_n , д.е. | | δ , % |
|---------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 1991-1992 г. | 2013-2014 г. | | 1991-1992 г. | 2013-2014 г. | | 1991-1992 г. | 2013-2014 г. | |
| $Ю_1^1$ | 2,45 | 2,48 | 1,22 | 15,7 | 15,3 | -2,6 | 0,67 | 0,55 | -18 |
| $Ю_1^2$ | 4,88 | 5,16 | 5,7 | 17,1 | 16,8 | -1,5 | 0,68 | 0,60 | -12 |
| $Ю_1^3$ | 1,44 | 1,48 | 2,7 | 14,4 | 14,1 | -2,6 | 0,60 | 0,48 | -20 |
| $Ю_1^4$ | 4,72 | 4,62 | -2,1 | 14,5 | 14,1 | -2,7 | 0,57 | 0,49 | -14 |

Анализируя данную таблицу, можно отметить, что толщины по пластам практически не изменились по сравнению с подсчетом запасов 1991-1992 г.

Наиболее существенное увеличение эффективной толщины в текущем ПЗ произошло в пласте $Ю_1^2$. Это связано с выделением в ПЗ 1991-1992 г. плотных пропластков, наличие которых не подтверждается методами ГИС (Рис. 6.32).

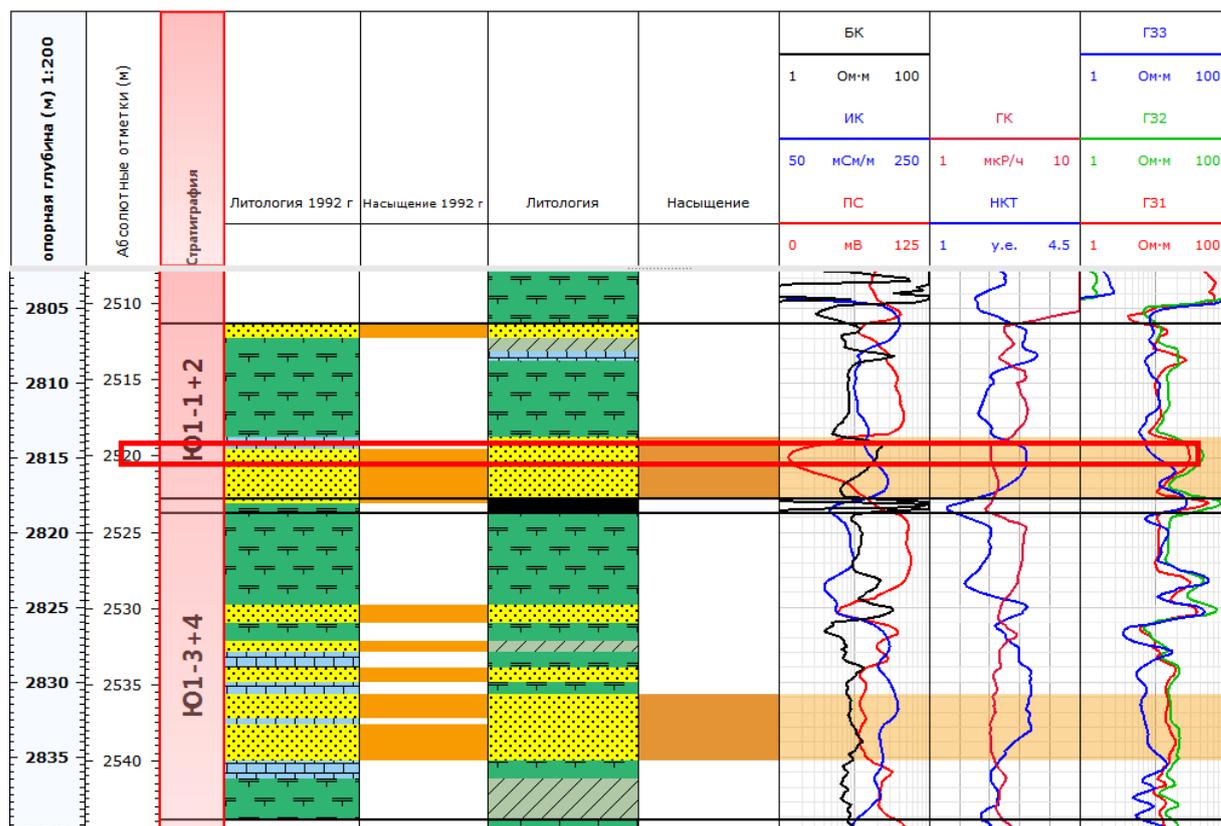


Рисунок. 6.32 Пример увеличения толщины пласта Ю₁² в текущем ПЗ скважина № 308 Ломового месторождения

Коэффициент пористости уменьшился незначительно, абсолютная разница по пластам составила: пласт Ю₁¹ – -0,4 %, пласт Ю₁² – -0,3 %, пласт Ю₁³ – -0,3 %, пласт Ю₁⁴ – -0,4 %. Произошло снижение коэффициентов нефтенасыщенности, абсолютная разница относительно ПЗ 1991-1992 г. составила: пласт Ю₁¹ – -12 %, Ю₁² – -8 %, Ю₁³ – -12 %, Ю₁⁴ – 8 %.

Причины уменьшения Кн:

1) За счет изменения зависимости $R_n=f(K_v)$ Кн уменьшился в среднем на 7 %.

Зависимость построена с использованием данных ПЗ 1991-1992 г. и новых керновых данных. Исходные данные исследований керна из ПЗ 1984 г. не сохранились.

2) В ПЗ 1991-1992 г. не были учтены пропластки с заведомо низкими Кн, пример приведен на рисунке 6.33.

Подводя итоги, можно сделать вывод, что применяемый комплекс ГИС позволяет достоверно решать задачи подсчета запасов. Работа с данным комплексом ГИС выполнена в полном объеме, рассчитаны средневзвешенные значения подсчетных параметров и проведен сравнительный анализ с предыдущим подсчетом запасов.

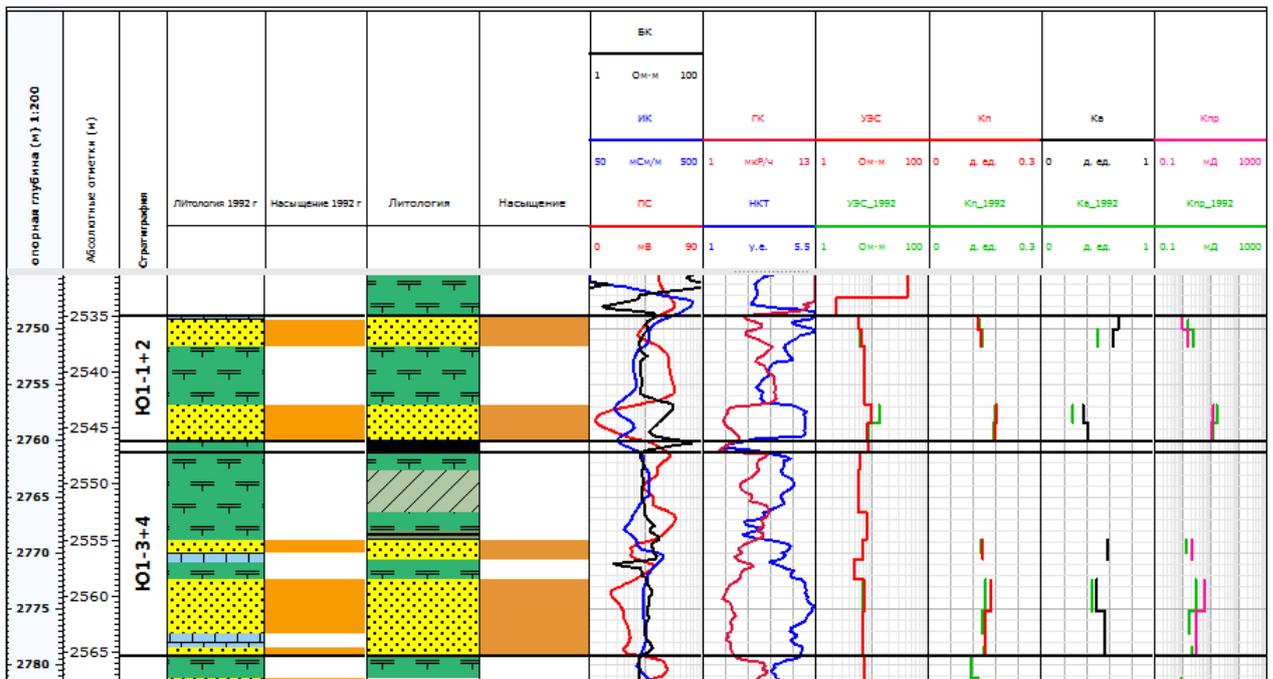


Рисунок. 6.33 Пример сопоставления Кн ПЗ 1991-1992 г. и текущего ПЗ, скважина № 307 Ломового месторождения

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

7.1.1. Виды и объёмы проектируемых работ (Технический план)

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

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

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

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

Виды и объёмы проектируемых работ указаны в таблице 1.

Таблица 7.1

Виды и объёмы проектируемых работ

| № | Виды работ | Оборудование | Объём | | Условия производства работ |
|---|---------------------|---|----------|--------|----------------------------|
| | | | Ед. изм. | Кол-во | |
| 1 | Комплексный каротаж | Подъёмник каротажный самоходный "ПКС-3,5М" Каротажная станция "Кедр -02", программа "Кедр 02-М" | | | 2 |
| | | "К1А-723М" | м | 3000 | |
| | | "РК 5-76" | м | 3000 | |
| | | "СПАК-4" | м | 3000 | |
| | | "Кедр-80СКПД" | м | 3000 | |
| | | "КИТ-А" | м | 3000 | |
| | | "СП-62" | м | 3000 | |
| | | "ИГН-73" | м | 3000 | |

Продолжение таблицы 7.1

| № | Виды работ | Оборудование | Объём | | Условия производства работ |
|---|-------------------------------------|--|---------|--------|----------------------------|
| | | | Ед. изм | Кол-во | |
| 2 | Контроль параметров бурения | Цифровые компьютеризированные комплексы “СИРИУС-2000” | м | 3000 | 2 |
| 3 | Контрольно-интерпретационные работы | Программное обеспечение: “Геккон”, “Камертон”, “СИАЛ-ГИС”, “Techlog”, “СГДТ-МИД-К”, “Edit-Kar”, “Shop-Kar” | м | 3000 | 1 |

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту (Табл. 7.1) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований.

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

Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины) представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2

Виды проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

| № | Наименование исследований | Масштаб записи | Замеры и отборы проводятся | | |
|--|---------------------------|----------------|----------------------------|----------------|---------|
| | | | На глубине, м | В интервале, м | |
| | | | | кровля | подошва |
| Каротаж в открытом стволе 0 - 900м. (тех. колонна) | | | | | |
| 1 | Стандартный каротаж | 1:500 | | 0 | 900 |
| 2 | Кавернометрия | 1:500 | | 0 | 900 |
| 3 | Боковой каротаж (БК) | 1:200 | | 0 | 900 |
| 4 | БКЗ | 1:200 | | 0 | 900 |
| 5 | Микрозондирование | 1:200 | | 0 | 900 |
| 6 | Индукционный каротаж (ИК) | 1:200 | | 0 | 900 |

| | | | | | |
|---|----------------------|-------|--|---|-----|
| 7 | Акустический каротаж | 1:200 | | 0 | 900 |
|---|----------------------|-------|--|---|-----|

Продолжение таблицы 7.2

| № | Наименование исследований | Масштаб записи | Замеры и отборы проводятся | | |
|---|---------------------------------|----------------|----------------------------|----------------|---------|
| | | | На глубине, м | В интервале, м | |
| | | | | кровля | подошва |
| 8 | Резистивиметрия | 1:200 | | 0 | 900 |
| 9 | Радиоактивный каротаж | 1:200 | | 0 | 900 |
| 10 | Нейтронный гамма-каротаж | 1:200 | | 0 | 900 |
| 11 | Инклинометрия | 1:200 | | 0 | 900 |
| Каротаж в открытом стволе 900-3000 м. (эксплуатационная колонная) | | | | | |
| 1 | Стандартный каротаж | 1:200 | | 900 | 3000 |
| 2 | Кавернометрия | 1:200 | | 900 | 3000 |
| 3 | Боковой каротаж (БК) | 1:200 | | 900 | 3000 |
| 4 | БКЗ | 1:200 | | 900 | 3000 |
| 5 | Микрозондирование | 1:200 | | 900 | 3000 |
| 6 | Индукционный каротаж (ИК) | 1:200 | | 900 | 3000 |
| 7 | Акустический каротаж | 1:200 | | 900 | 3000 |
| 8 | Резистивиметрия | 1:500 | | 900 | 3000 |
| 9 | Радиоактивный каротаж | 1:200 | | 900 | 3000 |
| 10 | Нейтронный гамма-каротаж | 1:200 | | 900 | 3000 |
| 11 | Инклинометрия (через 25 метров) | 1:200 | | 900 | 3000 |

Проезд до места исследований вертолётным транспортом.

Тех дежурство – 12 ч.

Интерпретация – 50% от стоимости полевых работ.

7.1.2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчет затрат времени

Расчёт затрат времени проводим для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (Табл. 7.3)

Таблица 7.3

Расчёт затрат времени

| № | Вид работ | Объём | | Норма времени по ПОСН 81-2-49 | ед. изм. | Итого времени на объём, чел-час. |
|---|-----------|----------|--------|-------------------------------|----------|----------------------------------|
| | | Ед. изм. | Кол-во | | | |
| | | | | | | |

| | | | | | | |
|---|-----------------------------|---|-----|---|----------|----|
| 1 | Стандартный каротаж (1:500) | М | 900 | 3 | мин/100м | 27 |
|---|-----------------------------|---|-----|---|----------|----|

Продолжение таблицы 7.3

| № | Вид работ | Объём | | Норма времени по ПОСН 81-2-49 | ед. изм. | Итого времени на объём, чел-час. |
|----|---|----------|--------|-------------------------------|----------|----------------------------------|
| | | Ед. изм. | Кол-во | | | |
| 2 | Стандартный каротаж (1:200) | М | 2100 | 3 | мин/100м | 63 |
| 3 | Вспомогательные работы при стандартном каротаже | Опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 4 | Кавернометрия (1:500) | М | 900 | 3,7 | мин/100м | 33,3 |
| 5 | Кавернометрия (1:200) | М | 2100 | 3,7 | мин/100м | 77,7 |
| 6 | Вспомогательные работы при кавернометрии | Опер | 1 | 49 | мин/опер | 49 |
| 7 | Боковой каротаж (1:200) | М | 3000 | 3,3 | мин/100м | 99 |
| 8 | Вспомогательные работы при БК | Опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 9 | БКЗ (1:200) | М | 3000 | 3 | мин/100м | 90 |
| 10 | Вспомогательный работы при БКЗ | Опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 11 | Микрозондирование (1:200) | М | 3000 | 3,1 | мин/100м | 93 |
| 12 | Вспомогательный работы при микрозондировании | Опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 13 | Индукционный каротаж (1:200) | м | 3000 | 4,1 | мин/100м | 123 |
| 14 | Вспомогательные работы при ИК | опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 15 | Акустический каротаж (АК) (1:200) | м | 3000 | 10,8 | мин/100м | 324 |
| 16 | Вспомогательные работы при АК | опер | 1 | 54 | мин/опер | 54 |

| | | | | | | |
|----|----------------------------|---|-----|---|----------|----|
| 17 | Резистивиметрия (1:200) | М | 900 | 3 | мин/100м | 27 |
|----|----------------------------|---|-----|---|----------|----|

Продолжение таблицы 7.3

| № | Вид работ | Объём | | Норма времени по ПОСН 81-2-49 | ед. изм. | Итого времени на объём, чел-час. |
|--------------------|--|----------|--------|-------------------------------|----------------------|----------------------------------|
| | | Ед. изм. | Кол-во | | | |
| 18 | Резистивиметрия (1:500) | М | 2100 | 3 | мин/100м | 63 |
| 19 | Вспомогательные работы при резистивиметрии | опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 20 | Радиоактивный каротаж и нейтронный гамма-каротаж (1:200) | м | 6000 | 30 | мин/100м | 1800 |
| 21 | Вспомогательный работы при РК и НГК | опер | 2 | 87,5 | мин/ опер | 175 |
| 22 | Инклинометрия (тчк через 25м) | тчк | 120 | 1,4 | мин/100м | 168 |
| 23 | Вспомогательные работы при инклинометрии | опер | 1 | 17 | мин/опер | 17 |
| 24 | Проезд | км | 75 | 1,9 | чел.час/ км | 142,5 |
| 25 | Тех дежурство | парт-ч | 12 | 60 | чел час/парт ч | 720 |
| На запись диаграм: | | | | | | 3850,5 |
| Всего: | | | | | | 4379,5 |

Расчёт затрат труда

Расчёт затрат труда проводим для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (Табл. 7.4).

Таблица 7.4

Расчёт затрат труда для одной скважины

| № | Вид работ | Объём | | Затраты труда | | | | | |
|----|---|----------|--------|---------------------------------|-----------------|---------------------------------|-------------------------------|-----------------|----------------------------------|
| | | | | Рабочие | | | ИТР | | |
| | | Ед. изм. | Кол-во | Норма времени по ПОСН 81-2-49 . | ед. изм. | Итого времени на объем, чел-час | Норма времени по ПОСН 81-2-49 | ед. изм. | Итого времени на объем, чел-час. |
| 1 | Стандартный каротаж (1:500) | М | 900 | 0,18 | чел/час 100м | 1,62 | 0,12 | чел/час 100м | 1,08 |
| 2 | Стандартный каротаж (1:200) | М | 2100 | 0,18 | чел/час 100м | 3,78 | 0,12 | чел/час 100м | 4,2 |
| 3 | Вспомогательные работы при стандартном каротаже | Опер | 1 | 2,34 | чел/час | 2,34 | 1,56 | чел/час | 1,56 |
| 4 | Кавернометрия (1:500) | М | 900 | 0,22 | чел/час 100м | 1,98 | 0,15 | чел/час 100м | 1,35 |
| 5 | Кавернометрия (1:200) | М | 2100 | 0,22 | чел/час 100м | 4,62 | 0,15 | чел/час 100м | 3,15 |
| 6 | Вспомогательные работы при кавернометрии | Опер | 1 | 2,94 | чел/час | 2,94 | 1,96 | чел/час | 1,96 |
| 7 | Боковой каротаж (1:200) | М | 3000 | 0,2 | чел/час 100м | 6 | 0,13 | чел/час 100м | 3,9 |
| 8 | Вспомогательные работы при БК | Опер | 1 | 2,34 | чел/час | 2,34 | 1,56 | чел/час | 2,34 |
| 9 | БКЗ (1:200) | М | 3000 | 0,18 | чел/час 100м | 5,4 | 0,12 | чел/час 100м | 3,6 |
| 10 | Вспомогательный работы при БКЗ | Опер | 1 | 2,34 | чел/час | 2,34 | 1,56 | чел/час | 2,34 |
| 11 | Микрозондирование (1:200) | М | 3000 | 0,18 | чел/час 100м | 5,4 | 0,12 | чел/час 100м | 3,6 |
| 12 | Вспомогательный работы при микрозондировании | Опер | 1 | 2,34 | чел/час | 2,34 | 1,56 | чел/час | 2,34 |
| 13 | Индукционный каротаж (1:200) | м | 3000 | 0,25 | чел/час 100м | 7,5 | 0,16 | чел/час 100м | 4,8 |
| 14 | Вспомогательные работы при ИК | опер | 1 | 2,34 | чел/час | 2,34 | 1,56 | чел/час | 2,34 |

Продолжение таблицы 7.4

| № | Вид работ | Объём | | Затраты труда | | | | | |
|-----------------------------|--|----------|--------|---------------------------------|----------------------|---------------------------------|-------------------------------|----------------------|----------------------------------|
| | | Ед. изм. | Кол-во | Рабочие | | | ИТР | | |
| | | | | Норма времени по ПОСН 81-2-49 . | ед. изм. | Итого времени на объем, чел-час | Норма времени по ПОСН 81-2-49 | ед. изм. | Итого времени на объем, чел-час. |
| 15 | Акустический каротаж (АК) (1:200) | м | 3000 | 0,65 | чел/час 100м | 19,5 | 0,43 | чел/час 100м | 12,9 |
| 16 | Вспомогательные работы при АК | опер | 1 | 3,24 | чел/час | 3,24 | 2,16 | чел/час | 3,24 |
| 17 | Резистивиметрия (1:200) | М | 900 | 0,18 | чел/час 100м | 1,62 | 0,12 | чел/час 100м | 1,08 |
| 18 | Резистивиметрия (1:500) | М | 2100 | 0,18 | чел/час 100м | 3,78 | 0,12 | чел/час 100м | 2,52 |
| 19 | Вспомогательные работы при резистивиметрии | опер | 1 | 2,34 | чел/час | 2,34 | 1,56 | чел/час | 2,34 |
| 20 | Радиоактивный каротаж и нейтронный гамма-каротаж (1:200) | м | 6000 | 1,8 | чел/час 100м | 108 | 1,2 | чел/час 100м | 72 |
| 21 | Вспомогательный работы при РК и НГК | опер | 2 | 5,25 | чел/час | 5,25 | 3,5 | чел/час | 7 |
| 22 | Инклинометрия (тчк. Через 25 м) | Тчк | 120 | 0,084 | чел/час 100м | 10,08 | 0,056 | чел/час 100м | 6,72 |
| 23 | Вспомогательные работы при инклинометрии | опер | 1 | 1,02 | чел/час | 1,02 | 0,68 | чел/час | 0,68 |
| 24 | Проезд | км | 75 | 0,114 | чел.час/ км | 8,55 | 0,076 | чел.час/ км | 5,7 |
| 25 | Тех дежурство | парт-ч | 12 | 3,6 | чел час/парт ч | 43,2 | 2,4 | чел час/парт ч | 28,8 |
| На запись диаграм: чел-час. | | | | | | 231,03 | | | 155,4 |
| Всего: чел-час. | | | | | | 257,52 | | | 181,54 |

Расчёт затрат материалов и оборудования

Расчёт затрат материалов и оборудования производим для промышленно-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин (Табл 7.5).

Таблица 7.5

Расчёт затрат материалов для
промышленно-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин

| № | Наименование материала | Ед. изм. | Норматив. колич. на партию в месяц | Итого на 7 месяцев |
|----|-----------------------------------|----------|------------------------------------|--------------------|
| 1 | Бумага для множительных аппаратов | рул | 5 | 35 |
| 2 | Бумага для принтеров | упак | 0,5 | 3,5 |
| 3 | Бумага наждачная | кв. м | 5 | 35 |
| 4 | Веник-сорго | шт | 2 | 14 |
| 5 | Ветошь обтирочная | кг | 2 | 14 |
| 6 | Вилка электрическая бытовая | шт | 4 | 28 |
| 7 | Выключатель | шт | 1 | 7 |
| 8 | Гвозди | кг | 0,2 | 1,4 |
| 9 | CD-RV | шт | 10 | 70 |
| 10 | Карандаши разные | шт | 5 | 35 |
| 11 | Канифоль сосновая (А сорт 1) | кг | 0,1 | 0,7 |
| 12 | Картридж | шт | 0,25 | 1,75 |
| 13 | Лента изоляционная х/б | кг | 2 | 14 |
| 14 | Лента на ПВХ основе | рул | 2 | 14 |
| 15 | Мыло хозяйственное | кг | 0,4 | 2,8 |
| 16 | Папка для бумаг | шт | 2 | 14 |
| 17 | Патроны электрические | шт | 0,2 | 1,4 |
| 18 | Полотенце | кг | 2 | 14 |
| 19 | Порошок стиральный | шт | 0,5 | 3,5 |
| 20 | Припой | г | 0,2 | 1,4 |
| 21 | Розетка штепсельная | шт | 0,5 | 3,5 |
| 22 | Ручка шариковая | шт | 1 | 7 |
| 23 | Спирт технический | л | 0,15 | 1,05 |
| 24 | Тетрадь общая | шт | 1 | 7 |
| 25 | Топорище | шт | 0,5 | 3,5 |
| 26 | Черенки лопаты | шт | 1 | 7 |
| 27 | Шпагат | кг | 0,2 | 1,4 |
| 28 | Шурупы разные | кг | 0,2 | 1,4 |
| 29 | Элемент 373 (батарея) | шт | 2 | 14 |
| 30 | Электролампы осветительные | шт | 2 | 14 |

Оборудование для комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин приведено в таблице 7.6.

Таблица 7.6

Оборудование по обслуживанию бурящихся скважин

| Оборудование | Ед. изм. | Объём |
|--|----------|-------|
| Подъёмник каротажный самоходный ПКС-3,5М | шт | 1 |
| Каротажная станция "Кедр-02-М" | шт | 1 |
| Ноутбук | шт | 1 |
| Спутниковый телефон | шт | 1 |
| Диск | шт | 1 |
| Приборы: | | |
| "К1А-723М" | шт | 2 |
| "РК 5-76" | шт | 1 |
| "СПАК-4" | шт | 1 |
| "Кедр-80СКПД" | шт | 2 |
| "КИТ-А" | шт | 1 |
| "СП-62" | шт | 2 |
| "ИГН-73" | шт | 1 |

Исходя из того, что геофизические работы будут проводиться вахтовым методом можно взять нормы из таблицы 1-073 справочника “Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81-2-49).

Сметное содержание партии по обслуживанию бурящихся и действующих скважин вахтовым методом представлено в таблице 7.7.

Таблица 7.7

Оборудование по обслуживанию бурящихся и действующих скважин

| №№ п/п | Наименование элементов затрат | Един. измер. | Комплексная партия по обслуж. бурящихся скважин |
|--------------------------|-------------------------------|--------------|---|
| | Нормы времени | мин. | 480 |
| | Нормы расценок | | 365 |
| Затраты труда | | | |
| 1. | Рабочие | чел-час | 57,6 |
| 2. | ИТР | чел-час | 38,4 |
| Зарплата основная | | | |
| 3. | Работников партии | руб. | 501,01 |
| 4. | В т. ч. рабочих | руб. | 281,21 |

| №№ п/п | Наименование элементов затрат | Един. измер. | Комплексная партия по обслуж. бурящихся скважин |
|--|---|--------------|---|
| 5. | ИТР | руб. | 219,8 |
| Материалы | | | |
| 6. | Основные и прочие | % | 19,3 |
| 7. | Износ инструмента | % | 17,2 |
| 8. | Износ кабеля | м | 18 |
| 9. | Износ шин | компл/км | |
| 10. | Расход ГСМ | л | 57,56 |
| Амортизация аппаратуры и оборудования | | | |
| 11. | Лаборатория | маш-час | 10,4 |
| 12. | Подъёмник | маш-час | 10,4 |
| 13. | Установка разметочная | пр-час | 8,8 |
| 14. | Скважинные приборы | пр-час | 10,4 |
| 15. | Контейнер каротажный транспортировочный | маш-час | 8,8 |
| 16. | Испытатель пластов на трубах | пр-час | 8 |
| 17. | Цеховые расходы | % | 15 |

Проектное время бурения одной скважины 75 суток.

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

Затраты труда комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине будут равны:

- рабочие 4320 чел-час,
- ИТР 2880 чел-час.

7.2. Смета

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

7.2.1. Сметные расчёты по видам работ. Расчёт суммы основных расходов по видам работ

Сметные расчеты по видам работ (СМ 6), комплексной геофизической партии, оформлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8

Сметные расчёты по видам работ

| № | Вид работ | Объём | | Стоимость каротажа | Ед. изм. | Стоимость объема работа | Повышающий коэффициент | | Итого руб. |
|----|---|----------|--------|--------------------|----------|-------------------------|------------------------|------------------|------------|
| | | Ед. изм. | Кол-во | | | | Коэф. Удор. | Коэф. норм. усл. | |
| 1 | Стандартный каротаж (1:500) | М | 900 | 22,6 | руб/100м | 203,4 | 3,38 | 1,2 | 824,99 |
| 2 | Стандартный каротаж (1:200) | М | 2100 | 22,6 | руб/100м | 474,6 | 3,38 | 1,2 | 1924,98 |
| 3 | Вспомогательные работы при стандартном каротаже | Опер | 1 | 240,87 | руб/опер | 240,87 | 3,38 | 1,15 | 936,26 |
| 4 | Кавернометрия (1:500) | М | 900 | 22,97 | руб/100м | 206,73 | 3,38 | 1,2 | 838,4969 |
| 5 | Кавернометрия (1:200) | М | 2100 | 22,97 | руб/100м | 482,37 | 3,38 | 1,2 | 1956,493 |
| 6 | Вспомогательные работы при кавернометрии | Опер | 1 | 247,19 | руб/опер | 247,19 | 3,38 | 1,15 | 960,83 |
| 7 | Боковой каротаж (1:200) | М | 3000 | 24,83 | руб/100м | 744,9 | 3,38 | 1,2 | 3021,3 |
| 8 | Вспомогательные работы при БК | Опер | 1 | 240,87 | руб/опер | 240,87 | 3,38 | 1,15 | 936,3 |
| 9 | БКЗ (1:200) | М | 3000 | 22,6 | руб/100м | 678 | 3,38 | 1,2 | 2749,97 |
| 10 | Вспомогательный работы при БКЗ | Опер | 1 | 240,87 | руб/опер | 240,87 | 3,38 | 1,15 | 936,26 |
| 11 | Микрозондирование (1:200) | М | 3000 | 22,6 | руб/100м | 678 | 3,38 | 1,2 | 2749,97 |
| 12 | Вспомогательный работы при микрозондировании | Опер | 1 | 240,87 | руб/опер | 240,87 | 3,38 | 1,15 | 936,26 |
| 13 | Индукционный каротаж (1:200) | м | 3000 | 27,53 | руб/100м | 825,9 | 3,38 | 1,2 | 3349,85 |
| 14 | Вспомогательные работы при ИК | опер | 1 | 295,4 | руб/опер | 295,4 | 3,38 | 1,15 | 1148,22 |

Продолжение таблицы 7.8

| № | Вид работ | Объём | | Стоимость каротажа | Ед. изм. | Стоимость объема работа | Повышающий коэффициент | | Итого руб. |
|--------|--|----------|--------|--------------------|----------|-------------------------|------------------------|------------------|------------|
| | | Ед. изм. | Кол-во | | | | Коэф. Удор. | Коэф. норм. усл. | |
| 15 | Акустический каротаж (АК) (1:200) | м | 3000 | 72,14 | руб/100м | 2164,2 | 3,38 | 1,2 | 8777,99 |
| 16 | Вспомогательные работы при АК | опер | 1 | 293,9 | руб/опер | 293,9 | 3,38 | 1,15 | 1142,39 |
| 17 | Резистивиметрия (1:200) | М | 900 | 22,6 | руб/100м | 203,4 | 3,38 | 1,2 | 824,99 |
| 18 | Резистивиметрия (1:500) | М | 2100 | 22,6 | руб/100м | 474,6 | 3,38 | 1,2 | 1924,98 |
| 19 | Вспомогательные работы при резистивиметрии | опер | 1 | 240,87 | руб/опер | 240,87 | 3,38 | 1,15 | 936,26 |
| 20 | Радиоактивный каротаж и нейтронный гамма-каротаж (1:200) | м | 6000 | 170,97 | руб/100м | 10258,2 | 3,38 | 1,2 | 41607,26 |
| 21 | Вспомогательный работы при РК и НГК | опер | 2 | 351,46 | руб/опер | 702,92 | 3,38 | 1,15 | 2732,25 |
| 22 | Инклинометрия (тчк через 25 м) | Тчк | 120 | 5,24 | руб/100м | 628,8 | 3,38 | 1,2 | 2550,41 |
| 23 | Вспомогательные работы при инклинометрии | опер | 1 | 64,17 | руб/опер | 64,17 | 3,38 | 1,15 | 249,43 |
| 24 | Проезд | км | 75 | 15,49 | р/км | 1161,75 | 1,51 | 1,15 | 2017,39 |
| 25 | Тех дежурство | парт-ч | 6 | 257,7 | р/парт ч | 1546,2 | 2,28 | 1,15 | 4054,1364 |
| Итого: | | | | | | | | | 90087,67 |

Итоговая стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 90087,67 рублей.

При использовании каротажных автомашин Урал-4320 затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составят – 14268,1 руб.

Контрольно интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составят – 90087,67 рублей.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;
- соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения;
- интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях.

В административном положении Ломовое нефтяное месторождение расположено на территории Каргасокского района Томской области. Недропользователем месторождения является компания ОАО «Томскнефть» ВНК. Добычу нефти на месторождении осуществляет ОАО «Томскнефть» ВНК.

В географическом отношении месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в среднем течении р. Васюгана – левого притока р. Оби. Территория района месторождения представляет собой слабо расчленённую равнину, сильно заболоченную и залесённую. Абсолютные отметки поверхности земли колеблются в пределах +62 – +89. Климат района континентально-циклонический с продолжительной суровой продолжительной зимой и коротким, но теплым, летом. Температура воздуха колеблется от -55⁰С зимой до +35⁰С летом.

8.1. Производственная безопасность

В данной части работы, представлен анализ присутствующих в рабочей зоне вредные и опасных факторов. Основные элементы производственного процесса представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1

Вредные и опасные факторы на производстве

| Наименование видов работ | Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с измен. 1999 г.) | | Нормативные документы |
|--|--|---|---|
| | Вредные | Опасные | |
| Каротажные работы (ПС); (БКЗ); (БК); (МКЗ); (МБК); (КВ); (ИК); (ГГК_П); ВИКИЗ; (АК); (ГК, НГК, НКТ); | 1.Превышение уровня ионизирующих излучений 2.Пониженная температура воздуха рабочей зоны. 3.Превышение уровней шума. | 1. Электрический ток; 2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 3.Пожароопасность | ГОСТ 12.1.019-2009 [9] ГОСТ 12.1.030-81 [10] ГОСТ 12.1.003-2014 [11] ГОСТ 12.2.003-91 [12] ГОСТ 12.2.062-81 [13] ГОСТ 12.4.125-83 [14] |
| Камеральные работы геофизическое изучение образцов и проб горных пород для выявления их состава | 1.Превышение уровней шума. 2.Недостаточная освещенность. | 1.Электрический ток. | ГОСТ 12.1.030-81 [10] ГОСТ 12.1.038-82 [15] СНиП 23-05-95 [16] |

8.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредным производственным называется фактор, который при своем воздействии на организм человека способны оказывать влияние на ухудшение здоровья и работоспособности или вызывать профессиональные заболевания и другие негативные последствия в организме, например, в следствие механического воздействия, отравления и т.д.

Превышение уровня шума (каротажные работы)

Основными источниками шума являются работы на буровой станции (каротажные приборы, подъемники, депарафинизаторы).

Длительное систематическое воздействие шума на организм человека приводит к появлению шумовой болезни, последствиями которой являются:

- снижение производительности труда (количество ошибок при расчётных работах возрастает на 50 %);
- ослабление концентрации, памяти, внимания, остроты зрения и реакции к предупредительным и аварийным сигналам;
- снижение чувствительности слуха;
- нарушение артериального давления и ритма сердечной деятельности.

Согласно ГОСТ 12.1.003–2014[11] определены нормы постоянного звукового давления. В случае, когда работа требует сосредоточенности, повышенной наблюдательности и контроля путем дистанционного управления производственными циклами, т.е. рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону; в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин, не должны превышать значений, указанных в таблице 8.2.

Таблица 8.2
Максимально допустимый уровень
постоянногозвукового давления ГОСТ 12.1.003–2014[11]

| Уровни звукового давления, дБ, в составных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц | | | | | | | | | Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА |
|---|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|--|
| 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | 75 |
| 103 | 91 | 83 | 77 | 73 | 70 | 68 | 66 | 64 | |

В качестве индивидуальных средств защиты применяются различные противозумные наушники или беруши.

Методы коллективной защиты: уменьшение уровня шума в источнике его возникновения; рациональное размещение оборудования; борьба с шумом на путях его распространения, в том числе изменение направленности излучения шума, использование средств звукоизоляции, звукопоглощение и установка глушителей шума, в том числе акустическая обработка поверхностей помещения.

Пониженная температура воздуха рабочей зоны

Проблемы работы персонала на открытом воздухе в условиях низких температур в первую очередь связаны с климатическими и погодными факторами: температурой воздуха, влажностью, ветром, солнечным излучением, осадками, а также с тяжестью

выполняемой работы. Указанные факторы существенно влияют на увеличение риска получения травм персоналом и должны учитываться при организации работ.

Абсолютная минимальная температура воздуха на территории Каргасокского района, -60°C , а средняя температура наиболее холодного месяца (января), $-28,1^{\circ}\text{C}$ в соответствии с этим может быть определен риск обморожения открытых областей тела человека, определяющий степень безопасности работ в охлаждающей среде с учетом времени холодового воздействия согласно МР 2.2.7.2129-06 [7].

Таблица 8.3

Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в IА климатическом регионе («особый» климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энергозатрат* МР 2.2.7.2129-06 [7]

| Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$ | Энерготраты, Вт/м ² (категория работ) | | |
|---|--|--|--|
| | 88 (Iб) | 113 (IIа) | 145 (IIб) |
| -10 | охлаждение через 2,8 | охлаждение поверхности тела отсутствует | охлаждение поверхности тела отсутствует |
| -15 | 1,8 | охлаждение через 5,6 | -" |
| -20 | 1,3 | 2,6 | -" |
| -25 | 1 | 1,7 | -" |
| -30 | 0,9 | 1,3 | охлаждение через |
| | | | 3,4 |
| -35 | 0,7 | 1 | 2 |
| -40 | 0,6 | 0,8 | 1,4 |

*Учтена наиболее вероятная скорость ветра(6,8 м/с)

Таблица 8.4

Зависимость риска обморожения от интегрального показателя условий охлаждения МР 2.2.7.2129-06 [7]

| ИПУОО, балл | Риск обморожения | Продолжительность безопасного пребывания на холоде, не более, мин |
|-----------------------------|--|---|
| ≤ 34 | Игнорируемый (отсутствие обморожения) | Длительное |
| $34 < \text{ИПУОО} \leq 47$ | Умеренный | 60 |

| | | |
|-----------------|------------------|-----|
| 47 < ИПУОО ≤ 57 | Критический | 1 |
| >57 | Катастрофический | 0,5 |

Общие гигиенические требования, согласно МР 2.2.7.2129-06 [7], к режиму работ в охлаждающей среде:

- к работе на холоде допускаются лица, прошедшие медицинские осмотры и не имеющие противопоказаний;
- работы в охлаждающей среде должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения;
- лиц, приступающих к работе на холоде, следует проинформировать о его влиянии на организм и мерах предупреждения охлаждения;
- перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы;
- в местах обогрева должна поддерживаться температура воздуха на уровне 21-25°C;
- работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, имеющим теплоизоляцию, соответствующую климатическим зонам МР 2.2.8.2127-06[8];
- теплоизоляция головных уборов, обуви и рукавиц должна соответствовать величинам, приведенным в таблице применительно к различным климатическим регионам.

Таблица 8.5

Требования к теплоизоляции головных уборов, обуви и рукавиц применительно к различным климатическим регионам(поясам) МР 2.2.8.2127-06[8]

| Климатический регион (пояс) | Теплоизоляция*, м ² С/Вт (не менее) | | |
|--------------------------------|--|-------------------|---------------------|
| | головного убора (СИЗ ХГ) | Обуви (СИЗ ХС) | рукавиц (СИЗ ХР) |
| IA (особый) | 0,397 | 0,437 | 0,497 |
| IB (IV) | 0,447 | 0,572 | 0,551 |
| II (III) | 0,329 | 0,422 | 0,403 |
| III (II) | 0,295 | 0,332 | 0,377 |

Превышение уровня ионизирующих излучений

Основную опасность представляет работа с радиоактивными приборами при гамма-каротаже и нейтронном-каротаже.

Эффекты воздействия радиации на человека обычно делятся на две категории (Табл. 8.6).

1. соматические (телесные) – возникающие в организме человека, который подвергался облучению;
2. генетические – связанные с повреждением генетического аппарата и проявляющиеся в следующем или последующих поколениях: это дети, внуки и более отдаленные потомки человека, подвергшегося облучению.

Таблица 8.6

Радиационные эффекты облучения человека

| Радиационные эффекты облучения человека | |
|---|-----------------------|
| Соматические эффекты | Генетические эффекты |
| Лучевая болезнь | Генные мутации |
| Локальные лучевые поражения | Хромосомные аберрации |
| Лейкозы | |
| Опухоли разных органов | |

Различают пороговые (детерминированные) и стохастические эффекты. Первые возникают, когда число клеток, погибших в результате облучения, потерявших способность воспроизводства или нормального функционирования, достигает критического значения, при котором заметно нарушаются функции пораженных органов. Зависимость тяжести нарушения от величины дозы облучения показана в таблице 8.7.

Таблица 8.7

Зависимость тяжести нарушения от величины дозы облучения

| Воздействие различных доз облучения на человеческий организм | |
|--|--|
| Доза, Гр | Причина и результат воздействия |
| $(0.7 - 2) \cdot 10^{-3}$ | Доза от естественных источников в год |
| 0.05 | Предельно допустимая доза профессионального облучения в год |
| 0.1 | Уровень удвоения вероятности генных мутаций |
| 0.25 | Однократная доза оправданного риска в чрезвычайных обстоятельствах |
| 1.0 | Доза возникновения острой лучевой болезни |

| | |
|------|--|
| 3- 5 | Без лечения 50% облученных умирает в течение 1-2 месяцев вследствие нарушения деятельности клеток костного мозга |
|------|--|

Продолжение таблицы 8.7

| Воздействие различных доз облучения на человеческий организм | |
|--|--|
| 10 - 50 | Смерть наступает через 1-2 недели вследствие поражений главным образом желудочно кишечного тракта |
| 100 | Смерть наступает через несколько часов или дней вследствие повреждения центральной нервной системы |

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.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

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

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

Камеральные работы

Недостаточная освещенность

Освещение рабочего места характеризуется освещенностью. По источнику излучения светового потока различают: естественное, искусственное и совмещенное освещение. Естественный свет, излучаемый солнцем, несет необходимые человеку

ультрафиолетовые лучи и обладает высокой диффузностью, которая благоприятна для зрительных условий работ. Помещения с постоянным пребыванием людей, должны иметь естественное освещение. Расчет естественного освещения предусматривает определение требуемой площади световых проемов, методика которого приводится в СНИП 23.05-95[16].

Рабочее освещение нормируется СНИП 23.05-95[16] 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.

Нормы освещенности рабочих мест регламентируются СНИП 23-05-95[16].

При установлении нормы освещенности необходимо учитывать: размер объекта различения (установлено восемь разрядов от 1 до УП), контраст объекта с фоном и характер фона. На основании этих данных по таблицам СНИП 23-05-95[16] определяется норма освещенности.

При выборе источников искусственного освещения должны учитываться их электрические, светотехнические, конструктивные, эксплуатационные и экономические показатели. На практике используются два вида источников освещения: лампы накаливания и газоразрядные. Лампы накаливания просты по конструкции, обладают быстротой разгорания. Но световая отдача их (количество излучаемого света на единицу потребляемой мощности) низкая- 13-15 лм/вт; у галогенных - 20-30 лм/вт, но срок службы небольшой. Газоразрядные лампы имеют световую отдачу 80-85 лм/вт, а натриевые лампы 115-125 лм/вт и срок службы 15-20 тыс. часов, они могут обеспечить любой спектр. Недостатками газоразрядных ламп является необходимость специального пускорегулирующего аппарата, длительное время разгорания, пульсация светового потока, неустойчивая работа при температуре ниже 0°C.

При недостатке на рабочем месте естественного освещения можно выполнить следующие мероприятия:

- защита временем;
- улучшение условий, создаваемых искусственным освещением;
- анализ степени загрязнения стекол в светопроемах, их чистка;
- если недостаток естественного освещения обусловлен затенением зелеными насаждениями, обеспечение сноса деревьев;

- в случае наличия в помещении зон с достаточным и недостаточным естественным освещением изменение расположения рабочих мест с их перемещением в зону с достаточным естественным освещением;
- косметический ремонт помещения с использованием светлых отделочных материалов.

В каждом конкретном случае после анализа ситуации принимаются соответствующие решения, которые вносятся в план мероприятий по улучшению условий труда работников.

Превышение уровня шума на рабочем месте

Источником шума на рабочем месте является сама вычислительная машина (встроенные вентиляторы, принтеры и т.д.), система вентиляции и другое оборудование.

Сильный шум вызывает трудности в распознавании цветовых сигналов, снижает быстроту восприятия цвета, остроту зрения, зрительную адаптацию, нарушает восприятие визуальной информации, снижает способность быстро и точно выполнять координированные движения, уменьшает на 5-12 % производительность труда.

Кроме того, медицинские обследования показали, что помимо снижения производительности труда высокие уровни шума приводят к ухудшению слуха и появлению тугоухости.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014[11] нормируемой шумовой характеристикой рабочих мест при постоянном шуме являются уровни звуковых давлений в децибелах в октавных полосах. Совокупность таких уровней называется предельным спектром (ПС), номер которого численно равен уровню звукового давления в октавной полосе со среднегеометрической частотой 1000 Гц. В таблице 8.8 приведены допустимые уровни звукового давления на рабочем месте.

Таблица 8.8

Допустимые уровни звукового давления на рабочем месте

| Помещение | Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц | | | | | | | | Номер ПС | ддБА |
|--|---|-----|-----|-----|------|------|------|------|----------|------|
| | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | | |
| Творческая деятельность, руководящая работа с повышенными требованиями, научная деятельность, конструирование и проектирование, программирование, преподавание и | 71 | 61 | 54 | 49 | 45 | 42 | 40 | 38 | ПС 45 | 50 |

| | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| обучение, врачебная деятельность. | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|

В соответствии с данным нормативом защита от шума, создаваемого на рабочих местах внутренними источниками, а также шума, проникающего извне, осуществляется следующими методами: уменьшение шума в источнике; применение средств коллективной (ГОСТ 12.1.029-80[17]) и индивидуальной (ГОСТ 12.4.051-87[18]) защиты, рациональной планировкой и акустической обработкой рабочих помещений, использованием звукопоглощающих материалов, применение звукогасящих экранов.

8.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными называются такие факторы, которые способны при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья человека и его гибели.

Каротажные работы

Электрический ток

Основная опасность при работе с электрическим током на геофизической станции, может быть связана с плохим состоянием соединительных проводов, которые могут иметь обнаженные жилы, неисправную изоляцию.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний;
- устройством зануления;
- применением специальных схем защитного отключения;
- электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;

- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Предельно допустимые значения напряжений токов при аварийном режиме обозначены в таблице 8.9.

Таблица 8.9

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме бытовых электроустановок напряжением до 1000 В и частотой 50 Гц ГОСТ 12.1.038-82[15]

| Продолжительность воздействия t , с | Нормируемая величина | | Продолжительность воздействия t , с | Нормируемая величина | |
|---------------------------------------|----------------------|----------|---------------------------------------|----------------------|----------|
| | U , В | I , мА | | U , В | I , мА |
| От 0,01 до 0,08 | 220 | 220 | 0,6 | 40 | 40 |
| 0,1 | 200 | 200 | 0,7 | 35 | 35 |
| 0,2 | 100 | 100 | 0,8 | 30 | 30 |
| 0,3 | 70 | 70 | 0,9 | 27 | 27 |
| 0,4 | 55 | 55 | 1,0 | 25 | 25 |
| 0,5 | 50 | 50 | Св. 1,0 | 12 | 2 |

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.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При работе с полевым оборудованием происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов. Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81[13], ГОСТ12.4. 125-83[14], ГОСТ 12.2.003-91[12]).

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

Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты.

Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

Камеральные работы

Электрический ток

Геофизик работает с такими электроприборами, как системный блок и монитор. В данном случае существует опасность электропоражения в следующих случаях: при непосредственном прикосновении с токоведущими частями; при прикосновении к нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением; при соприкосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82[15]. Проходя через тело человека электрический ток вызывает одно из следующих воздействий: термическое, электролитическое (разложение органических жидкостей и изменение их состава), биологическое (раздражение и возбуждение живых тканей организма).

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновений токов напряжением до 1000В с частотой тока 50 Гц не должна превышать значений: при продолжительности воздействия до 1 сек. предельно допустимый уровень напряжения должен быть не более 100-200В.

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативных документов (ГОСТ 12.1.030-81[10], ГОСТ12.1.019-2009[9], ГОСТ 12.1.038-82[15]).

В соответствии с правилами устройства электротехнических установок, все помещения, содержащие электроустановки, классифицируются с точки зрения опасности поражения электрическим током на следующие три категории:

1. помещения без повышенной опасности: сухие, не жаркие, с токонепроводящим полом, без токопроводящей пыли, а также помещения с небольшим количеством металлических предметов, конструкций, машин и т. п. или с коэффициентом заполнения площади $k < 0,2$ (т. е. отношением площади, занятой металлическими предметами, к площади всего помещения);

2. помещения с повышенной опасностью: сырые, в которых при нормальных условиях влажность временно может повышаться до насыщения, как, например, при резких изменениях температуры или при выделении большого количества пара; сухие, но неотапливаемые, чердачные помещения, неотапливаемые лестничные клетки и помещения отапливаемые, но с кратковременным присутствием влаги; помещения с токопроводящей пылью (угольные мельницы, волочильные цехи и другие им подобные); жаркие, т. е. помещения с температурой свыше 30°C ; помещения с токопроводящими полами (земляные, бетонные, деревянные в сыром состоянии);

3. помещения особо опасные: особо сырые помещения; помещения с едкими парами, газами и охлаждающими жидкостями, разрушительно действующими на обычно употребляемые в электрических установках материалы и снижающими сопротивление человеческого тела; помещения, в которых имеются два или несколько признаков опасности (например, жаркое помещение и проводящий пол или сырое помещение с коэффициентом заполнения более 0,2 и т. д.).

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний;
- применением специальных схем защитного отключения.

8.2. Экологическая безопасность

Результирующие возможные вредные воздействия на окружающую среду и методы борьбы согласно ГОСТ 12.1.005-88 [19] представлены в таблице 8.10.

Таблица 8.10

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия ГОСТ 12.1.005-88 [19]

| Природные ресурсы и компоненты ОС | Вредные воздействия | Природоохранные мероприятия |
|-----------------------------------|---|--|
| Земля и земельные ресурсы | Снижение биологической продуктивности почвы и фитомассы растительного покрова. | Соблюдение техники безопасности использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора. |
| | Засорение почвы отработанными производственными отходами | Вывоз и захоронение производственных отходов. |
| Лес и лесные ресурсы | Загрязнение строительным мусором | Уничтожение мусора; вывоз мусора. |
| Вода и водные ресурсы | Скважина находится на отсыпанном песком месте в заболоченном участке (тундра), что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок. | Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость через специальный клапан в лубрикаторном оборудовании во избежание попадания их в гидросферу. |
| | Производственно-дождевые стоки | |
| Воздушный бассейн | Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO ₂), оксид углерода (CO - угарный газ), диоксид серы (SO ₂), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие | Использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ. |

| | | |
|--------------|---|--|
| | углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации эта метан (до 96%) | |
| Животный мир | Распугивание, нарушение мест обитания животных | Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных. |

Негативные воздействия на окружающую среду могут быть результатом халатности рабочего персонала, при эксплуатации или проведении работ на объектах станции, также образования повреждений и дефектов на рабочем оборудовании.

Таким образом, при проведении работ и их организации необходимо проводить мероприятия по охране окружающей среды. В частности, для этого необходимо использовать только исправных и прошедших освидетельствование технических средств, применять только сертифицированные материалы, постоянно контролировать качество проведенных работ, проведение которых доверять только специалистам с соответствующей квалификацией.

8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-2016 [20] ЧС – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Классификация ЧС по основным признакам

1. По сфере возникновения:

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

2. По ведомственной принадлежности:

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

3. По масштабу возможных последствий:

- глобальные;

- региональные;
- местные.

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

5. По сложности обстановки и тяжести последствий.

При проведении геофизических исследованиях в скважине наиболее вероятны следующие чрезвычайные ситуации:

- возникновение пожара на буровой или на буровом участке.
- оставление прибора с радиоактивным источником в скважине вследствие обрушения стенок скважины и обрыва геофизического кабеля.

На объектовом уровне основными превентивными мероприятиями по предупреждению ЧС и уменьшению их масштабов в случае возникновения являются:

Пожарная и взрывная безопасность

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. ГОСТ 12.1.004–91 [21]

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:

- огнетушитель – 1 шт. (на каждую машину) марки ОВП 10;

- ведро пожарное – 1 шт;
- топоры – 1 шт;
- ломы – 2 шт;
- кошма – 2мх2м (на каждую машину).

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

Причины пожара в камеральных помещениях:

- причины электрического характера – короткое замыкание, нагрев оборудования;
- открытый огонь – сварочные работы, костры, курение, искры;
- удар молнии;
- разряд зарядов статического электричества.

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

Оставление прибора с радиоактивным источником в скважине

Является наиболее типичным случаем техногенной чрезвычайной ситуации при проведении каротажа. Для предотвращения данной ситуации предусмотрен комплекс превентивных мер при каротаже:

- следует избегать каких-либо длительных остановок кабеля в некрепленной части скважины (в не колонны);
- в случае задержки измерений следует непрерывно перемещать кабель, опуская или поднимая его, или вывести кабель из необсаженной части скважины в обсаженную;
- своевременно, до начала спуска прибора и кабеля в скважину, проверить исправность привода лебедки и запустить двигатель подъемного механизма;
- при прихвате необходимо попытаться как можно быстрее освободить кабель, дав ему при помощи каротажной лебедки большее натяжение, а затем «расхаживая» кабель, т.е. давая ему многократные натяжения и слабины.

Разбуривать скважину, если в нем оставлен прибор с радиоактивным источником категорически запрещается. Если принятыми мерами не удалось извлечь скважинный прибор с источником, то необходимо:

- известить местные органы Госсаннадзора, местные органы внутренних дел и районную администрацию и по прибытии их представителей произвести измерения уровней радиоактивности на участке вокруг устья скважины;
- протолкнуть скважинный прибор на забой и залить скважину с помощью насоса бурового станка цементным раствором слоем не менее 2м.

При обнаружении радиоактивного загрязнения вокруг устья скважины, загрязненный грунт необходимо собрать и захоронить. Работа по очистке и захоронению загрязненного грунта проводится специализированными организациями под наблюдением органов Госсанэпиднадзора.

При радиоактивном загрязнении инструмента, приборов и оборудования на скважине должны быть приняты меры по их дезактивации в соответствии с требованиями НРБ и ОСПОРБ.

Законодательное регулирование проектных решений

Компания ОАО «ТомскНИПИнефть» обязана обеспечивать своих работников всеми материальными и социальными благами в соответствии с «Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ».

В соответствии со статьей «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда» работник имеет право на:

- свое рабочее место;
- своевременную оплату за проделанную работу;
- социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- получение достоверной информации от работодателя об условиях и охране труда;
- отказ от выполнения работ в случае опасности для жизни;
- обеспечение средствами индивидуальной защиты;
- обучение за счет работодателя;
- медицинский осмотр и т.д.

Так как месторождение расположено на территории крайнего севера работники, которые трудятся в таких условиях, имеют дополнительные льготы в соответствии с

законом РФ от 19.02.1993 N 4520-1. Одной из основных льгот, предоставляемых данной категории работников, является районный коэффициент. Согласно ст. 315 ТК РФ оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате.

Кроме того, коэффициент начисляется на надбавки и доплаты к тарифным ставкам (должностным окладам) и компенсационные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда, к которым относятся надбавки:

- за классность, звание по профессии, непрерывный стаж работы по специальности и т.д.;
- должностным лицам и гражданам, допущенным к государственной тайне;
- за выслугу лет (непрерывную работу), а также вознаграждение за выслугу лет, выплачиваемое ежеквартально или единовременно;
- по итогам работы за год;
- за условия труда при работе в ночное время, сменную работу, за совмещение профессий (должностей).

При этом в состав заработка, на который начисляется районный коэффициент, не включаются: процентные надбавки к заработной плате за работу в районах Крайнего Севера, а также в южных районах Восточной Сибири и Дальнего Востока; все виды выплат по среднему заработку (отпускные, оплата обучения работников, направленных на профессиональную подготовку, повышение квалификации или обучение вторым профессиям, и др.); материальная помощь; единовременные поощрительные выплаты, не предусмотренные системой оплаты труда организации.

Работникам организации проживающих на территории северных районов также должна выплачиваться процентная надбавка к заработной плате. В отличие от районного коэффициента при выплате надбавок необходимо учитывать стаж работы в данных районах или местностях. Размер процентной надбавки и порядок ее выплаты (как и районный коэффициент) устанавливаются Правительством РФ (ст. 317 ТК РФ, ст. 11 Закона N 4520-1).

Статья 116 ТК РФ устанавливает северянам ежегодные дополнительные оплачиваемые отпуска. При этом работодатели с учетом своих производственных и финансовых возможностей могут самостоятельно устанавливать для работников дополнительные отпуска, порядок и условия предоставления которых, определяются коллективными договорами или локальными нормативными актами, которые принимаются с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации.

Также, компания «ТомскНИПИнефть» обязана следить за негативным влиянием их деятельности на окружающую среду, и защищать население от чрезвычайных ситуаций. В основу управления положен Федеральный закон РФ 68-ФЗ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе выполнен пересчет запасов нефти Ломового месторождения, уточнено геологическое строение района работ. Промышленная продуктивность месторождения связана с песчаными пластами горизонта Ю₁ васюганской свиты (Ю₁¹⁺², Ю₁³⁺⁴). Моделирование продуктивных пластов месторождения базировалось на обновленной сейсмогеологической модели (3Д сейсморазведка) и новой петрофизической модели (на основе дополнительных лабораторных исследований керна Ломового месторождения) с использованием уточненных алгоритмов обработки ГИС. Ломовое месторождение изучено как поисково-разведочным, так и эксплуатационным бурением. Общий пробуренный фонд скважин составил 210 единиц.

После завершения работы по пересчёту запасов на Ломовом месторождении получены следующие результаты:

1. По результатам анализа керна, сейсмических данных и другого фактического материала создана концептуальная модель месторождения: принята блоковая модель для пластов Ю₁¹⁺², Ю₁³⁺⁴.
2. В итоге запасы нефти по категории В+С₁ уменьшились на 13 % по сравнению с числящимися на Госбалансе и на 8 % – по сравнению с утвержденными ГКЗ. Запасы растворенного газа по категории В+С₁ практически не изменились. Изменение запасов УВ связано с улучшением степени изученности месторождения – уточнением структурного плана и петрофизических параметров, дополнительными лабораторными исследованиями керна и проб УВ продуктивных пластов.

По величине извлекаемых запасов месторождение относится к группе мелких, по сложности геологического строения – к очень сложным. Полученную ПДГТМ возможно использовать для сопровождения бурения скважин, расчета ГТМ и дальнейшего планирования разработки месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

А. Нормативные документы

1. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01. – М., 2002
2. Отчет НИР «Пересчет запасов нефти и растворенного газа Ломового месторождения Томской области (балансовые запасы)», 1991 г.
3. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2001г.
4. НРБ-99/2009. Нормы радиационной безопасности.-М.; Минздрав России 1999.
5. Основные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений при поиске и разведки полезных ископаемых. – Москва, 1995г.
6. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда). Учебное пособие для вузов // П.П.Кукин, В.Л. Лапшин и др. – М.: Высшая школа, 1999г.
7. МР 2.2.8.2127-06. "Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях".
8. МР 2.2.8.2127-06. Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки.
9. ГОСТ 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
10. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
11. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности.
12. ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
13. ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
14. ГОСТ 12.4.125-83. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация.
15. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
16. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение

17. ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
18. ГОСТ 12.4.051-87. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.
19. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
20. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.
21. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
22. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
23. СанПиН 2.6.1.1202-03. Гигиенические требования к использованию закрытых радионуклидных источников ионизирующего излучения при геофизических работах на буровых скважинах.

Б. Опубликованная литература

24. Меркулов В.П., А.А. Посысов А.А., «Оценка пластовых свойств и оперативный анализ каротажных диаграмм», 2006 г.
25. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости. // Труды геологического ин-та АН СССР. М.: Изд-во «Наука». 1965, - вып. 119, -260 с.
26. Брусиловский А.И. «Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа» Издательский дом «Грааль», Москва 2002
27. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.: «Недра», 1978 г.
28. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические критерии продуктивного нефтяного коллектора, основанные на законах фазовой проницаемости. // «Вопросы петрофизики и интерпретации результатов геофизических исследований скважин в нефтегазоносных коллекторах. МИНХ и ГП , 1979 г.