

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
«Геофизические исследования скважин с целью изучения пород-коллекторов» на Зеленогорском месторождении нефти (Томская область)»

553.982:552.578.2.061.4:550.83(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222Б	Баскаков Александр Эдуардович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Гаврилова А.С.			

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	Баскаков Александр Эдуардович

Тема работы:

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

04.06.2017

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 Зеленогорского 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 Зеленогорского 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	04.06.2017
---	------------

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Гаврилова А.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222Б	Баскаков Александр Эдуардович		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

НК – неколлектор;
НЗ – нефтяная зона;
НВЗ – нефтеводяная зона;
ВЗ – водонасыщенная зона;
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;
 $\rho_{в}$ – удельное электрическое сопротивление пластовой воды;
ГИС – геофизические исследования скважин;
ВНК – водонефтяной контакт;
ГТМ – геолого-технологическое мероприятие;
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 105 с., 40 рис., 20 табл., 27 источника.

Ключевые слова: комплекс ГИС; ФЕС; геофизические исследования скважин; нефтяное месторождение; Зеленогорское месторождение; нефтеносность; запасы; Томская область.

Объектом исследования является: Зеленогорское месторождение нефти; пласт Ю₁².

Цель работы: переоценка геологических запасов пласта Ю₁², уточнение петрофизических зависимостей и параметров 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 трехмерная геологическая модель Зеленогорского месторождения, отражающая геологическую неоднородность месторождения, а также проведена переоценка геологических запасов пласта Ю₁².

Степень внедрения: алгоритм интерпретации и геофизический комплекс, рекомендуемые в настоящей работе, использованы в подсчете запасов Зеленогорского месторождения нефти от 2016 года. Исполнитель данной пояснительной записки непосредственным образом принимал участие в полном комплексе оценки качества, подготовки и обработки данных ГИС Зеленогорского 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 Зеленогорском 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 Zelenogorskoe 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	9
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	10
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	13
4.1. Обоснование объекта исследований	13
4.2. Физико-геологическая модель объекта исследования и задачи ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	14
4.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	15
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	17
5.1. Методика проектных геофизических работ	17
5.2. Интерпретация геофизических данных.....	18
6. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	29
6.1. Обоснование и методика интерпретации данных ГИС.....	29
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	49
7.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по ПРОЕКТУ.....	49
7.2. СМЕТА	58
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	61
8.1. Производственная безопасность.....	61
8.2. Экологическая безопасность.....	73
8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	80

ВВЕДЕНИЕ

В данной работе для Зеленогорского месторождения 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 продуктивного пласта Ю₁². Проведено литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин, выделены коллектора, определены их фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения.

Зеленогорское нефтяное месторождение в административном отношении находится в юго-западной части Каргасокского района.

Первооткрывательницей месторождения явилась скважина 1Р. Полученные результаты позволили в 1980 году впервые осуществить прирост запасов нефти. При дальнейшем разбуривании месторождения (1980-1984г.г.) промышленная нефтеносность пласта Ю₁² подтвердилась результатами ГИС и опробования скважин: 2Р, 3Р, 5Р, 6Р, 7Р и 9Р.

Перед выполнением данной работы мною были поставлены следующие задачи:

1. На основании геолого-геофизических материалов провести анализ фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Зеленогорском месторождении нефти.
2. Установить наиболее перспективные участки и стратиграфические интервалы в пределах Зеленогорском месторождения.
3. Оценить качество выполненного комплекса ГИС.
4. Сопоставить результаты определения подсчетных параметров по данным ГИС с лабораторными исследованиями керна.

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для анализа основных результатов геофизических работ прошлых лет, были использованы каротажные диаграммы, полученные на производственной практике по одной из скважин Зеленогорского месторождения.

Коллекторами на Зеленогорском месторождении являются терригенные песчано-алевритовые отложения полимиктового состава. Их литологические и фильтрационно-емкостные свойства существенно меняются по площади и разрезу. Поскольку промышленная нефтеносность описываемого месторождения связана с верхней частью горизонта Ю₁ - пластом Ю₁², интерпретация ГИС была приведена только по нему.

Имеющийся комплекс ГИС является необходимым и достаточным для литологического расчленения разреза, определения фильтрационно – емкостных свойств и определения характера насыщения.

Выделение коллекторов производилось:

- по отрицательной аномалии ПС (положительные аномалии указывают на глины);
- по превышению показаний микропотенциал зонда над значениями микроградиент –зонда;
- по сужению диаметра скважины (dc) по сравнению с номинальным (dn) наблюдаемой на кривой кавернометрии;
- при получении радиального градиента кажущегося сопротивления по электрическим методам каротажа (БКЗ, БК, ИК).

На глины указывают положительные аномалии по ПС и повышенные значения радиоактивного каротажа.

Плотные пропластки выделялись по методам электрометрии (БКЗ, БК, ВИКИЗ), а также по высоким значениям нейтронного каротажа, и низким радиоактивного.

Уголь выделяется по аномально низким значениям нейтронного и радиоактивного каротажа, а также выделяется по высоким показаниям бокового каротажа.

Рассмотрим более подробно нефтенасыщенный и водонасыщенный пласты горизонта Ю₁.

Нефтенасыщенным является пласт Ю₁², который характеризуется относительной амплитудой ПС порядка 100-105 мВ. Естественная радиоактивность не превышает 9 мкР/ч. Также наблюдается сужение диаметра скважины по кавернометрии и приращение

между кривыми микрокаротажа МГЗ и МПЗ. Показания нейтронного каротажа у кровли пласта Ю₁² имеют значения около 2 у.е., а у подошвы 1,8 у.е. Проводимость по индукционному каротажу 80-105 мСм/м. Также пласт имеет сопротивления, определенные по БК, порядка 60 Ом*м. Интервальное время пробега волны по акустическому каротажу примерно 260 мкс/м в подошве пласта и 290 мкс/м в кровле.

Выводы о том, что пласт нефтенасыщен можно сделать исходя из довольно высоких сопротивлений по БК и низкой проводимости. Для подтверждения этого было проведено опробование данного пласта, из которого получили приток нефти равный 16,8 м³/сут.

Данный пласт представлен однородным песчаником с фильтрационно-емкостными свойствами: Кп=17,5 %, УЭС=8,5 Омм, Кн=87,5%

Водонасыщенным является пласт Ю₁³⁺⁴, который характеризуется относительной амплитудой ПС порядка 75-80 мВ. Естественная радиоактивность около 13 мкР/ч. Также наблюдается сужение диаметра скважины по кавернометрии и приращение между кривыми микрокаротажа МГЗ и МПЗ. Показания нейтронного каротажа около 1,6 у.е. Проводимость по индукционному каротажу 120-150 мСм/м. Также пласт имеет сопротивления, определенные по БК, порядка 50 Ом*м. Интервальное время пробега волны по акустическому каротажу примерно 250 мкс/м.

Данный пласт является водонасыщенным так как имеет более низкие значения сопротивления и более высокую проводимость относительно нефтенасыщенного пласта Ю₁².

Таким образом, промышленная нефтеносность Зеленогорского месторождения связана с верхней частью горизонта Ю₁ – пластом Ю₁², что подтверждают результаты опробования.

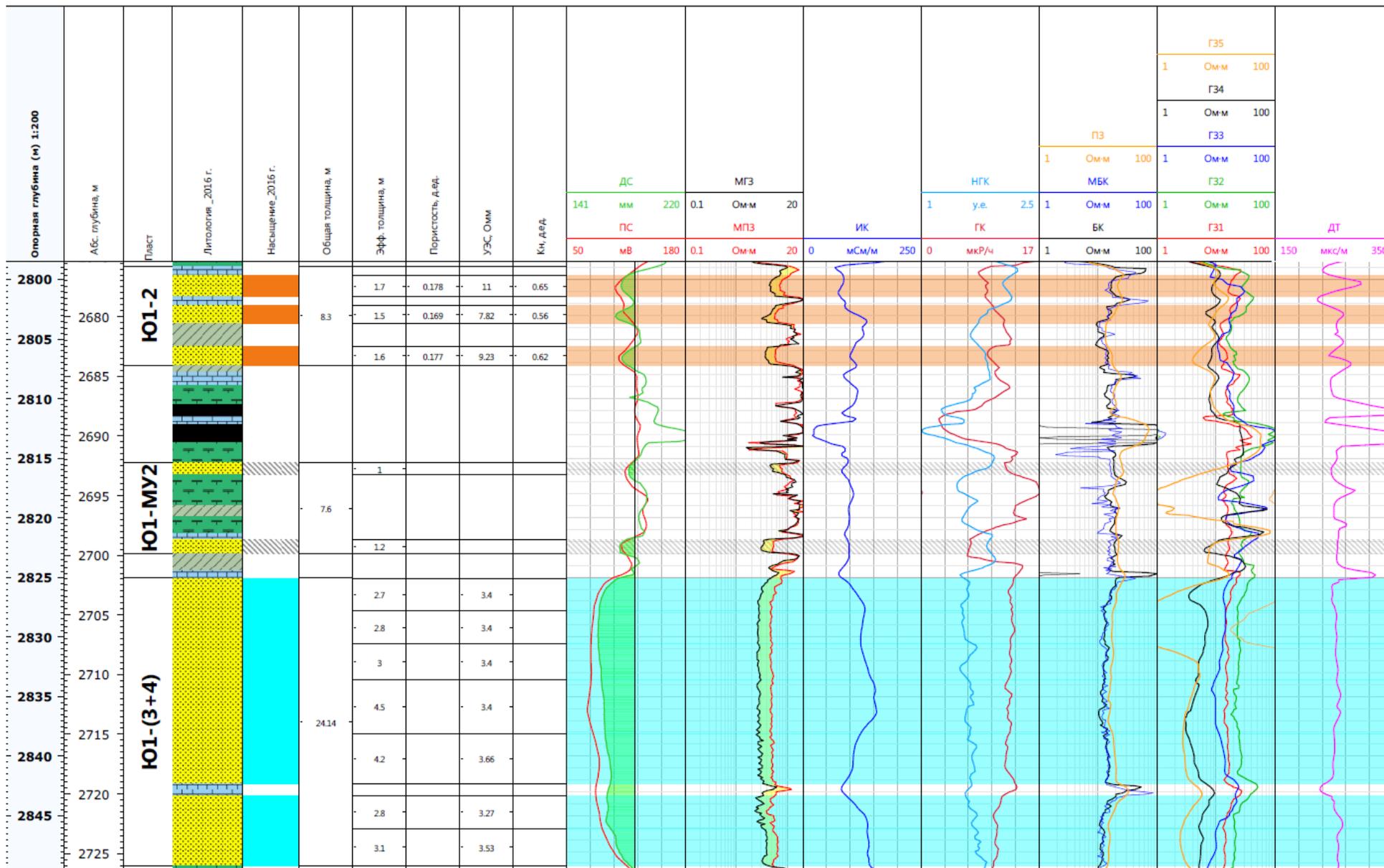


Рисунок. 3.1 Фрагмент каротажной диаграммы. Пласт Ю1

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1. Обоснование объекта исследований

При разведочных работах в Западной Сибири объектами изучения являются локальные поднятия и литологические ловушки с характерным для данной площади пластово-сводовым типом залежей углеводородов. Зеленогорское месторождение характеризуется очень хорошей изученностью буровыми работами и ГИС в центральной части участка, так как там наблюдается основное скопление нефти, относящихся к категории запасов – $A+B_1$. Но при этом остальная территория участка имеет среднюю изученность. Данным проектом предусматривается доразведка месторождения бурением скважины в западной части участка с проведением комплекса ГИС. Целью доразведки является уточнение исходных данных, направленное на повышение коэффициентов нефтеотдачи, а также снижение затрат на добычу и подготовку углеводородов.

Участок работ, где будет заложена скважина, расположен в западной части месторождения (рис.). Основной предпосылкой для выбора проектируемого участка работ является то, что он располагается в пределах оконтуренной продуктивной залежи углеводородов, связанной с продуктивными пластами.

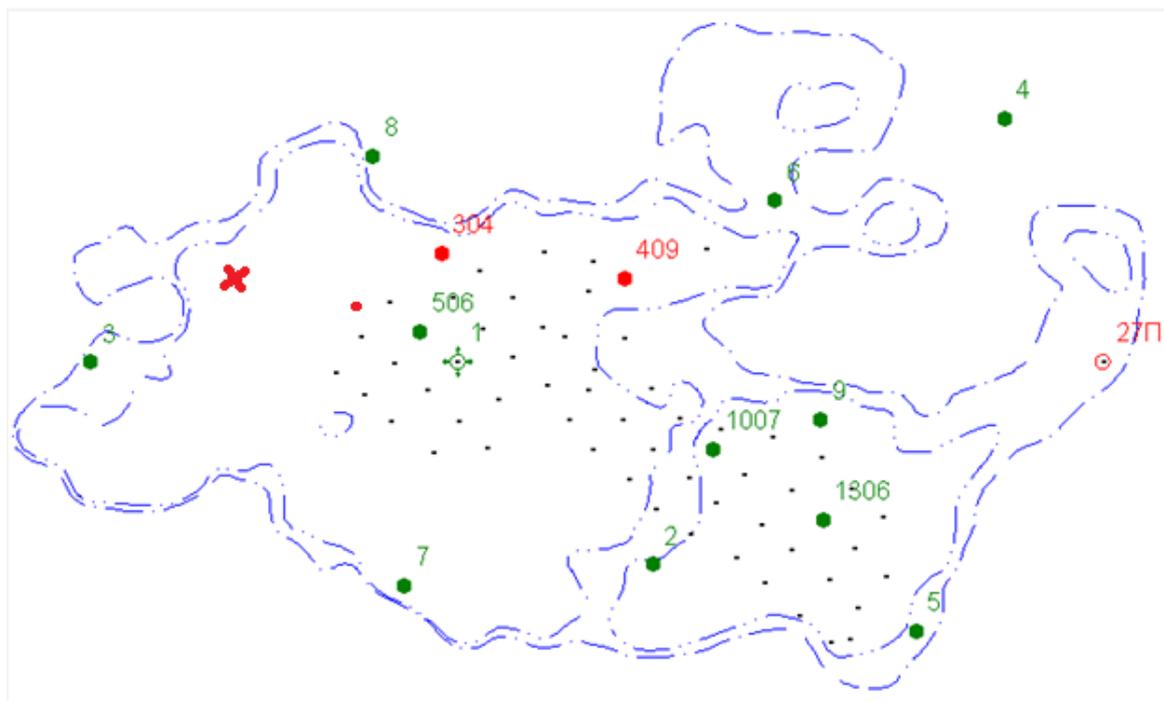


Рисунок. 4.1 Состояние изученности Зеленогорского месторождения

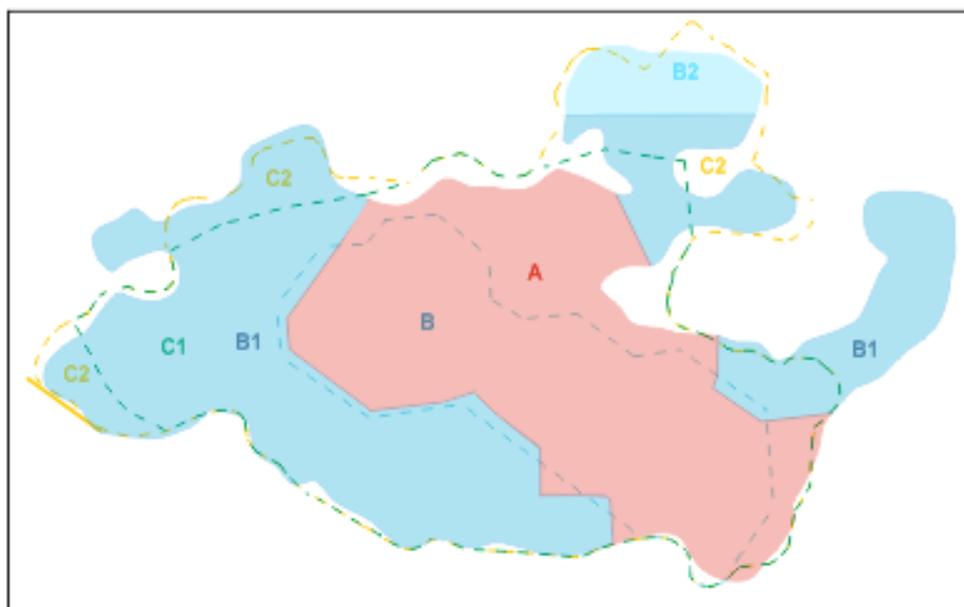


Рисунок. 4.2 Карта начальных геологических запасов УВ по категориям

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

Проанализированный ранее разрез скважины с геологической точки зрения является представительным, т.к. вмещает в себя типичные продуктивные пласты и литологические различия (глины, песчаники, угли и др.) характерные для месторождений Томской области.

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 физико-геологической модели объекта исследования.

Задачи геофизических исследований стоят в следующем:

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

4.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Комплекс геофизических исследований определяется исходя из задач перечисленных выше.

Исходя из анализа проведенных работ прошлых лет, поставленные задачи можно решить с помощью следующего комплекса:

- стандартный каротаж с ПС;
- боковое каротажное зондирование;
- боковой каротаж;
- микрозондирование;
- индукционный каротаж;
- радиоактивные методы (ГК, НКт);
- акустический каротаж;
- кавернометрия;
- резистивиметрия;
- акустический контроль цементирования (АКЦ);
- инклинометрия.

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 ($\rho_{зп}$).

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.

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.

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.

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

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

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.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1. Методика проектных геофизических работ

Геофизические исследования в скважинах будут проводиться по общепринятой схеме (рис. 5.1).

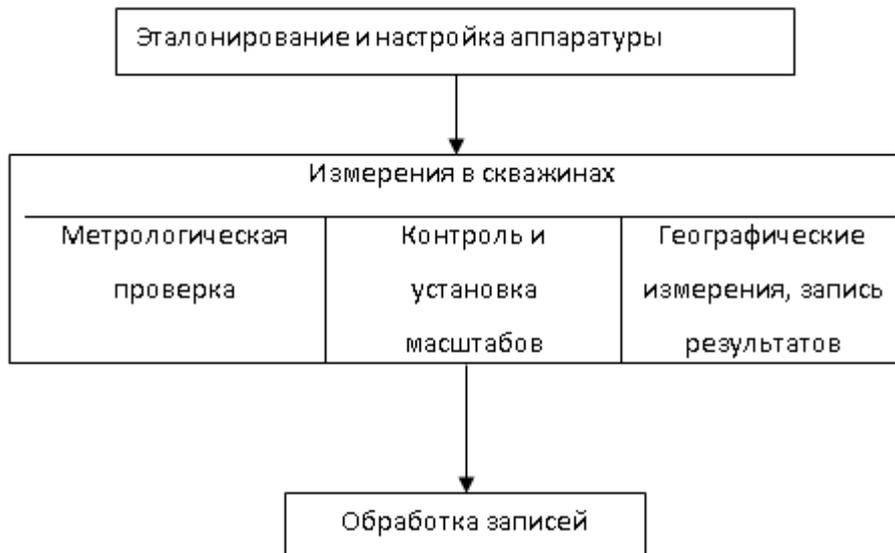


Рисунок. 5.1 Схема проведения работ

Эталонирование и настройка аппаратуры осуществляется на базе экспедиции, а метрологическая поверка аппаратуры на скважине перед началом каротажа.

Регистрация ГИС будет проводиться с помощью станции КЕДР-02. Станция обеспечивает прием, обработку информационных сигналов, поступающих от скважинной аппаратуры.

Стандартный картаж будет проводиться подошвенным градиент-зондом А2.0М0.5N, потенциал–зондом А0.5М6N с одновременной записью кривой потенциала собственной поляризации (ПС) с помощью прибора «К1А-723М». Диаграммы регистрируются в масштабе глубин 1:500; 1:200; масштаб записи кривых кажущегося сопротивления 2.5 Ом/см; масштаб записи кривых потенциала собственной поляризации 12.5 мВ/см. Скорость регистрации до 2500 м/ч.

Боковое электрическое зондирование выполнится комплексом подошвенных градиент-зондов (А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N) прибора «К1А-723М». Масштаб записи 2.5 Ом/см, скорость регистрации до 2500м/час.

Боковой картаж будет проводиться прибором «К1А-723М». Масштаб записи кривой сопротивления 2.5 Ом/м в линейном масштабе и модуль 6.25 в логарифмическом масштабе, масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 2500-3000 м/час.

Микрозондирование. Запись будет производиться зондами А0.025М0.025N и А0.05N одновременно. Масштаб записи кривых 2.5 Ом/см, масштаб глубин 1:200, скорость регистрации до 1200 м/час.

Индукционный картаж будет выполняться прибором «К1А-723М». Запись кривых будет выполняться зондом 6Ф1.0; масштаб записи кривых 25 мСим/см, масштаб глубин 1:200, скорость регистрации 2000-2200м/час.

Радиоактивный картаж включает в себя гамма-картаж (ГК) и нейтронный картаж по тепловым нейтронам (НКТ). Исследования проведутся аппаратурой РК 5-76; СП-62. Масштаб записи кривых ГК- 1 гамм/см. Скорость записи изменяется от 130 до 550 м/час.

Нейтронный гамма- картаж проведется приборами СП-62, СП-65 №7. Мощность Po-Be и Pu-Be источника составляет $5.6 \cdot 10^6 - 9,7 \cdot 10^6$ н°/сек; постоянная времени интегрирующей ячейки составляет 6-12 с; масштаб записи кривых - 0,1 у.е./см. Скорость записи изменяется от 130 до 550 м/час.

Акустический картаж по скорости и затуханию выполнится прибором СПАК-4 со скоростью регистрации от 800 до 1200 м/час.

Кавернометрия будет проводится прибором Кедр-80СКПД.. Масштаб глубин 1:500, 1:200; масштаб записи кривых 2 см/см, скорость регистрации 1000-2000м /час.

Резистивиметрия выполнится при помощи прибора «К1А-723М». Масштаб записи 1.0 Ом/см, масштаб глубин 1:200, 1:500, скорость регистрации до 3000м/час.

Инклинометрия будет выполняться приборами КИТ-А, ИОН, ИГН-73. Шаг измерения по глубине 10 метров.

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. Обоснование предела коллектора

При определении нижнего предела коллектора по количественным признакам использовался статистический подход для определения критического значения a_{nc} . При

этом в выборку включались значения a_{nc} для коллекторов и неколлекторов, определенных по данным микрозондирования. Далее по построенным кумулятивным кривым определяется критическое значение относительной амплитуды ПС (a_{nc}), которая для пласта Ю₁² составляет - **0.38**; (рис. 5.2).

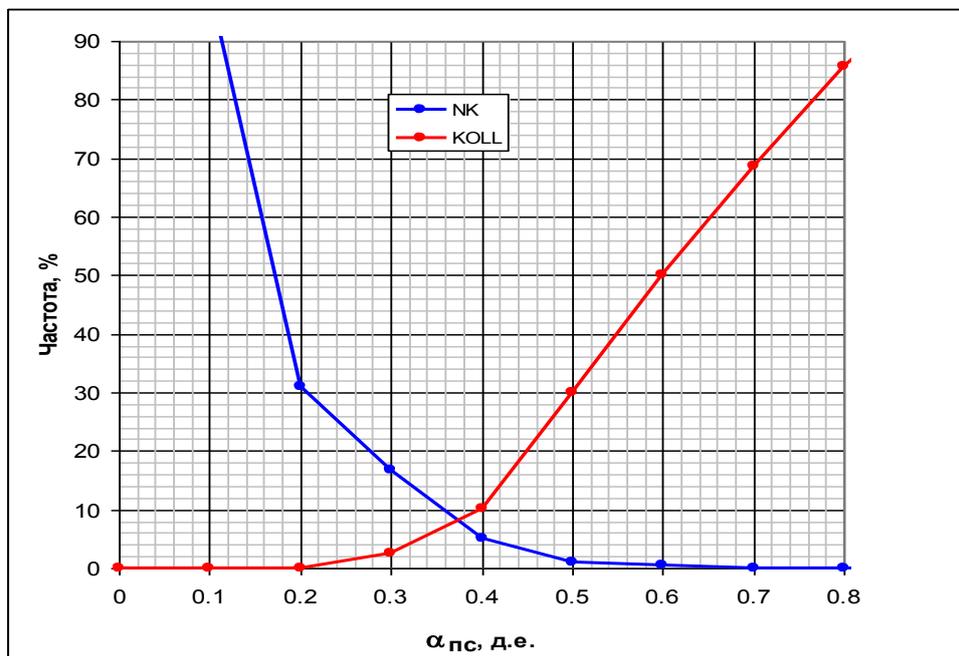


Рисунок. 5.2 Определение граничного значения относительной амплитуды ПС (a_{nc})

Граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости определялись по зависимостям типа керн-керн ($K_p, K_{пр} = f(K_p^{дин})$) (рис. 5.3 и 5.4). Для определения коэффициента динамической пористости ($K_p^{дин}$) использовались значения коэффициента остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) и остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) по результатам лабораторных исследований керна материала по изучению коэффициента вытеснения нефти водой.

Для подсчета запасов приняты к использованию следующие граничные значения:

Для пласта Ю₁² - $a_{nc} = 0.38$; $K_p = 13.2\%$; $K_{пр} = 1.07$ мД

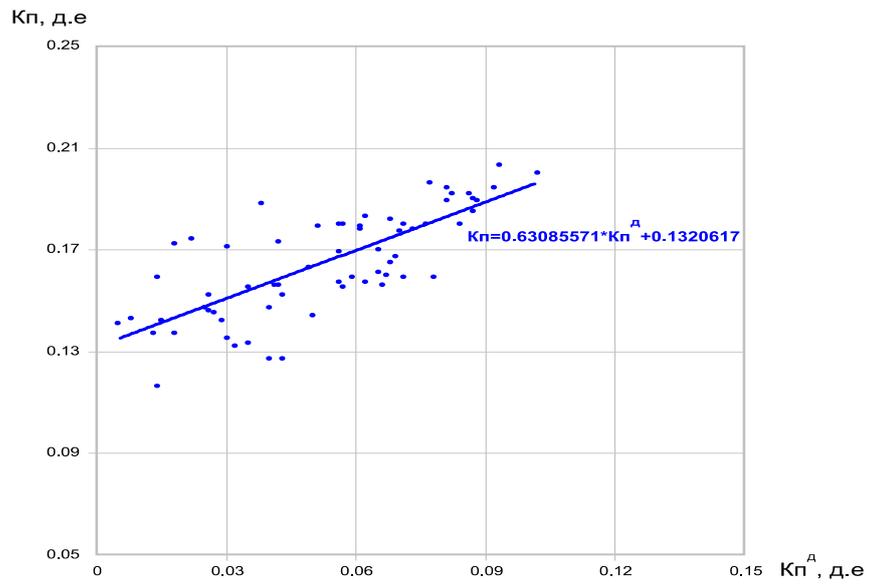


Рисунок. 5.3 Определение граничного значения коэффициента пористости (Кп)

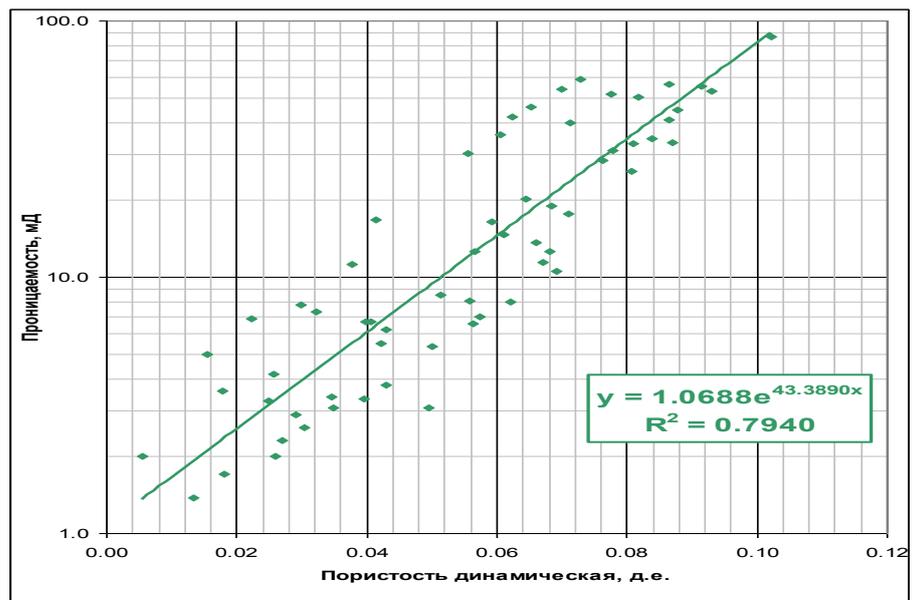


Рисунок. 5.4 Определение граничного значения коэффициента проницаемости (Кпр)

5.2.2. Выделение коллекторов

Основной предпосылкой для выделения пород-коллекторов по геофизическим материалам является их отличие от вмещающих пород по физическим свойствам: пористости, глинистости и проницаемости. Признаки коллектора делятся на прямые (качественные) и косвенные (количественные).

Качественные признаки коллектора обусловлены наличием зоны проникновения в коллектор фильтрата промывочной жидкости. Для выделения коллекторов использовались как качественные, так и количественные геофизические признаки.

К прямым признакам относятся:

- отрицательная аномалия ПС;
- превышения показаний микропотенциал зонда над значениями микроградиент - зонда;
- сужение диаметра скважины (d_c) по сравнению с номинальным (d_n);
- получение радиального градиента кажущегося сопротивления по электрическим методам каротажа (БКЗ, БК, ИК);
- сравнительно низкая естественная радиоактивность коллекторов.

Прямые (качественные) признаки являются обоснованными и достаточными для отнесения пород к коллекторам. Для выделения коллекторов привлекается практически весь комплекс ГИС. По качественным признакам выделение коллекторов в первую очередь проводилось по разведочным скважинам, так как в каждой разведочной скважине проведены исследования микрометодами. Из эффективных толщин, выделяемых по качественным признакам, исключались все прослои, характеризующиеся как уплотненные и глинистые хотя бы по одному из геофизических параметров.

Однако в добывающих скважинах, где прямые качественные признаки слабо выражены или какой-либо из них отсутствует, применялись количественные критерии принадлежности пород к коллекторам или неколлекторам.

5.2.3. Определение удельного электрического сопротивления

В терригенных разрезах Западной Сибири основную информацию несет удельное сопротивление, так как по нему определяется характер насыщения пластов, а также и основной параметр - коэффициент водонасыщенности.

Удельное электрическое сопротивление пород (ρ_n) определялось по методам БКЗ, ИК и ВИКИЗ. Сопротивление промывочной жидкости уточнялось по опорным глинистым пластам. Одновременно происходила оценка качества записи электрических методов ГИС.

При необходимости осуществлялась коррекция тех зондов, показания которых систематически отклонялись от расчётных значений.

5.2.4. Определение относительной амплитуды ПС (a_{nc})

Определение a_{nc} выполнено расчётным путем по формуле:

$a_{nc} = (Л.Г. - ПС) / Est$, где

$$Est = (69.6 * ((T + 273.0) / 293.0) * \lg(\rho_f / \rho_w)).$$

Л.Г. и ПС – значение линии глин и кривой ПС против изучаемого пласта,

T – температура изучаемого пласта,

ρ_f и ρ_w – сопротивления фильтрата бурового раствора и пластовой воды, соответственно.

Значения сопротивления промывочной жидкости уточнялись путем сопоставления двух кривых a_{nc} , полученных разными способами. При этом учитывалось, что ρ_f является функцией ρ_w . Предварительно в кривую ПС были введены поправки для учёта “сползания” линии глин.

5.2.5. Определение глинистости

Коэффициент глинистости не входит в коэффициенты, необходимые при подсчете запасов. Учет глинистости необходим для ввода ряда поправок в подсчетные параметры.

На образцах керна Зеленогорского месторождения лабораторными методами коэффициент глинистости не определялся. Поэтому, для расчета данного параметра (Кгл) было использовано уравнение Стайбера:

$$K_{gl} = (0.5 * (1 - a_{nc})) / (1.5 - (1 - a_{nc})).$$

Принятая формула неплохо зарекомендовала себя при расчёте Кгл на ряде месторождений Томской области.

5.2.6. Определение коэффициента пористости

Для пластов Зеленогорского месторождения оценка коэффициента пористости производилась двумя методами:

по относительной амплитуде ПС;

гамма-гамма плотностному каротажу (ГГКп);

Для определения пористости коллекторов *по относительной амплитуде ПС* была построена зависимость типа керн-ГИС, описывающая связь K_p и a_{nc} (рис. 5.5). Для

построения зависимости были взяты попластовые значения $A_{пс}$ и среднеарифметические значения коэффициента пористости по керну.

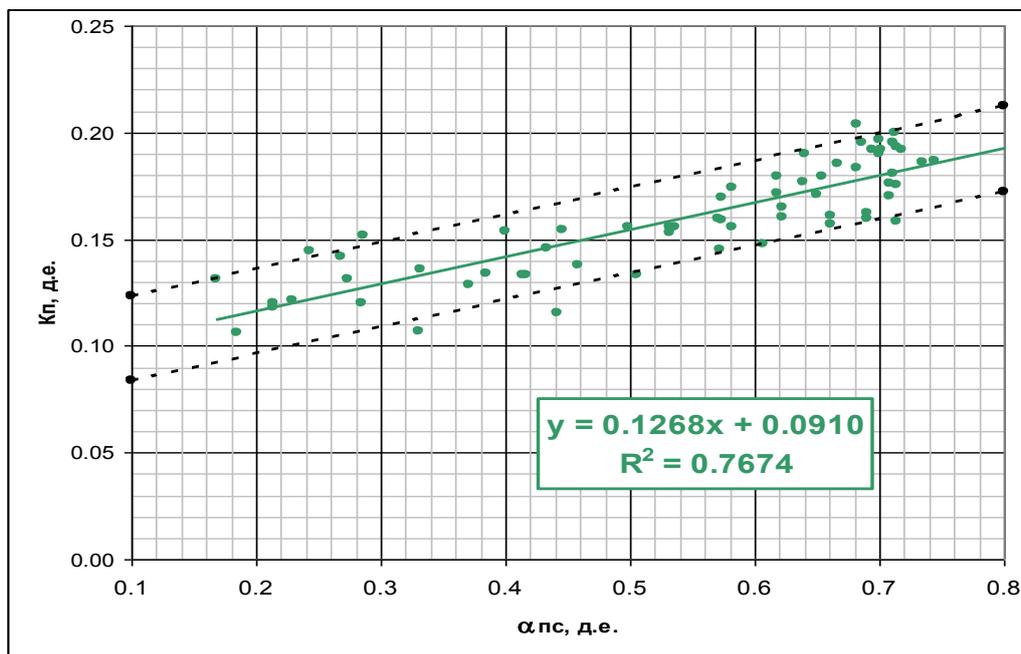


Рисунок. 5.5 Зависимость $K_{п}=f(a_{пс})$ для пласта $Ю_1^2$ Зеленогорского месторождения

Для расчета коэффициента пористости также использовались и данные *гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп)*, записанного только в скважинах 1007 и 1306. Для этого была построена зависимость типа керн-кern плотности от коэффициента пористости, представленная на рисунке 5.6, по которой определена плотность скелета породы ($\approx 2.789 \text{ г/см}^3$).

Сопоставление значений коэффициента пористости, определенного по ГИС, с керновыми данными, показано на рисунке 5.7. График показывает удовлетворительную сходимость результатов интерпретации со средними значениями коэффициента пористости по керну. Для дальнейшей обработки использовались коэффициенты пористости, рассчитанные по $a_{пс}$.

К подсчету запасов рекомендуется принять средневзвешенное значение коэффициента пористости для пласта $Ю_1^2$ равное **16.9%**.

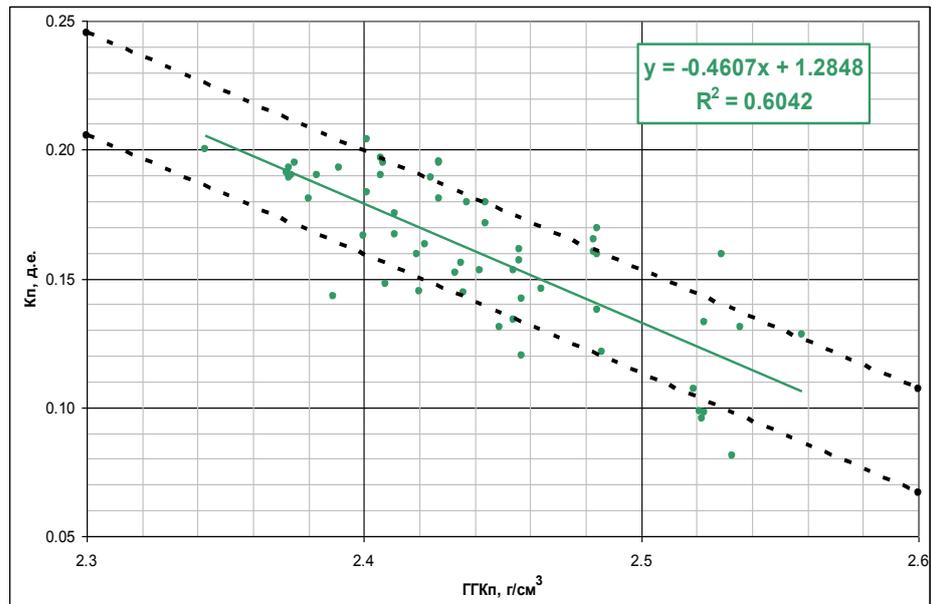


Рисунок. 5.6 Зависимость плотности по ГГКп от коэффициента пористости

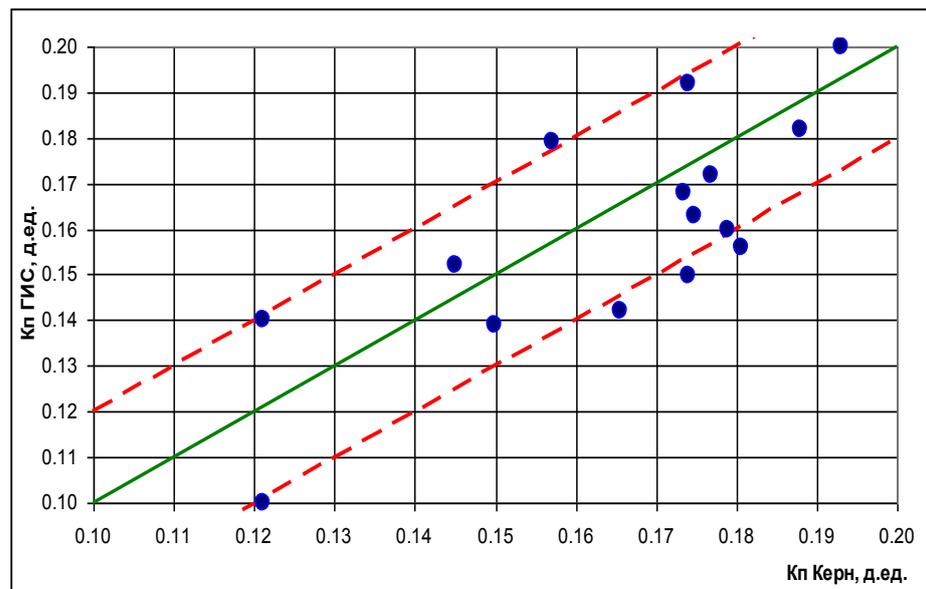


Рисунок. 5.7 Сопоставление коэффициента пористости по керну с интерпретацией данных ГИС

5.2.7. Определение коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности определяется по стандартной методике с использованием зависимостей керн-керн $R_{пк} = f(K_{пк})$ и $K_{вк} = f(R_{пк})$, представленных на рисунках 5.8 и 5.9.

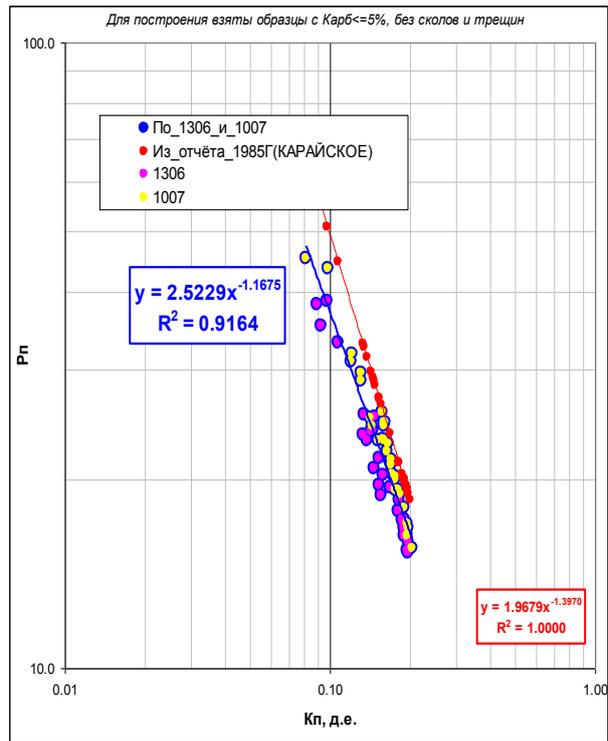


Рисунок. 5.8 Зависимость параметра пористости (P_p) от коэффициента пористости (K_p)

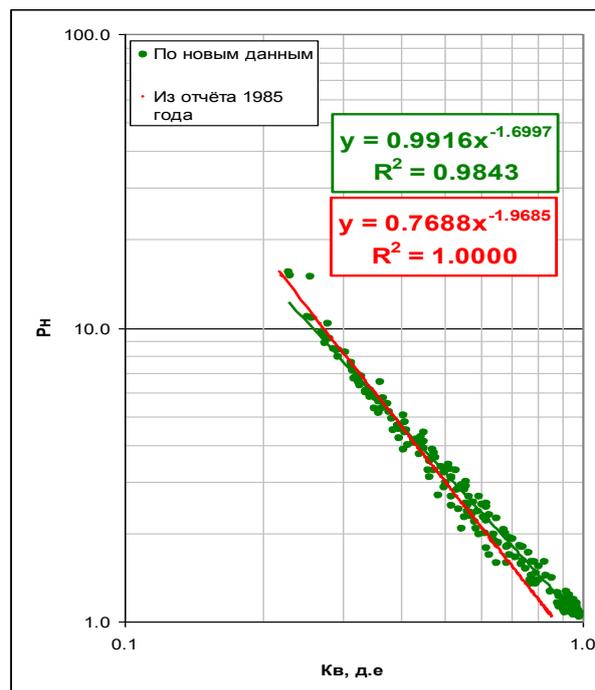


Рисунок. 5.9 Зависимость параметра насыщения (P_n) от коэффициента водонасыщенности (K_v)

Произведено сопоставление новых данных, полученных на образцах кернового материала с месторождения в 2007-2008 годах. Уравнения регрессий 1985 г. имеют следующий вид:

$$\text{Lg}(P_{\text{п}})=3.088-1.397\text{Lg}(K_{\text{п}}\%) \text{ и } \text{Lg}P_{\text{н}}=5.38-4.085\text{Lg}K_{\text{в}}\%+0.69(\text{Lg}K_{\text{в}}\%)^2$$

На рисунках 2.7 и 2.8 эти зависимости, приведенные к виду $P_{\text{п}}=a \times K_{\text{п}}^{-m}$ и $P_{\text{н}}=b \times K_{\text{в}}^{-n}$.

В результате, в силу большой разницы проведенных определений параметра пористости, для расчета $P_{\text{п}}$ была принята новая зависимость, построенная по данным керна, исследованного в лаборатории ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» в 2007-2008 г.г.:

$$P_{\text{п}} = 2.5229 * K_{\text{п}}^{(-1.1675)} \quad R^2=0.9164.$$

Для расчета коэффициента водонасыщенности ($K_{\text{в}}$) использовалась зависимость $P_{\text{н}}=f(K_{\text{в}})$ построенная по данным анализов керна на капилляриметре методом полупроницаемой мембраны выполненных в ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» в 2007-2008 г

$$P_{\text{н}} = 0.9916 / K_{\text{в}}^{(1.6997)} \quad R^2=0.9843; \text{ где } P_{\text{н}} = q_{\text{п}}/(P_{\text{п}} \times q_{\text{в}});$$

$q_{\text{в}}$ – сопротивление пластовой воды (*0.08 Ом*).

Средневзвешенное значение **коэффициента нефтенасыщенности** для пласта Ю₁² составляет **54.6%**.

5.2.8. Определение характера насыщения коллекторов

В последнее время широко используются технологии получения критических значений коэффициентов водонасыщенности по данным капилляриметрических исследований керна. При этом кривые капиллярных давлений перестраиваются в кривые относительных фазовых проницаемостей. Расчёт критических значений коэффициента водонасыщенности производился по формулам, предложенным Бурдаynom. С каждой из пар кривых фазовых проницаемостей снимаются значения коэффициентов водонасыщенности - $K_{\text{всв}}$, $K_{\text{в}}^*$, $K_{\text{вкр}}$, $K_{\text{в}}^{**}$, по которым строятся номограммы $K_{\text{в}}=F(K_{\text{п}}, K_{\text{пр}})$ для определения характера насыщения пластов (рис. 5.10):

где $K_{\text{всв}}$ – коэффициент связанной воды,

$K_{\text{в}}^*$ - коэффициент водонасыщенности, при котором начинается обводнение,

$K_{\text{вкр}}$ – коэффициент критической водонасыщенности, при котором обводненность достигает 50%,

$K_{\text{в}}^{**}$ - коэффициент водонасыщенности, при котором обводненность достигает 100%.

Суть определения характера насыщения сводится к следующему: если расчетное значение коэффициента водонасыщенности (K_v , определяемое по ГИС) располагается между данными, то:

- $K_{всв} - K_v^*$ - нефть;
- $K_v^* - K_{вкр}$ - нефть + вода;
- $K_{вкр} - K_v^{**}$ - вода + нефть;
- выше K_v^{**} - вода.

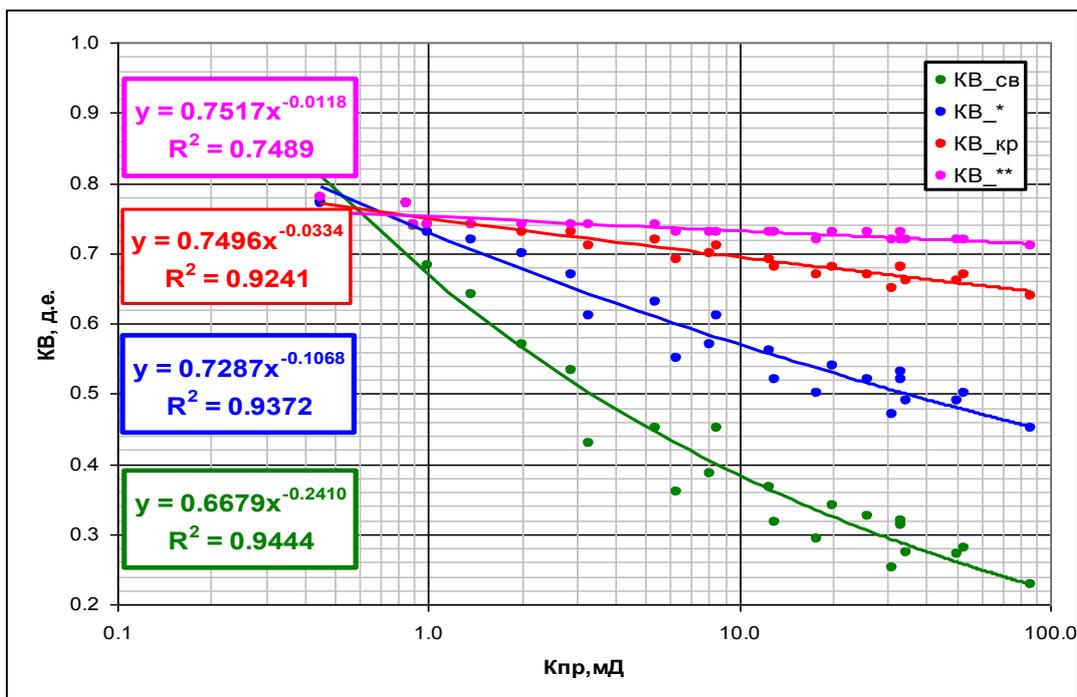
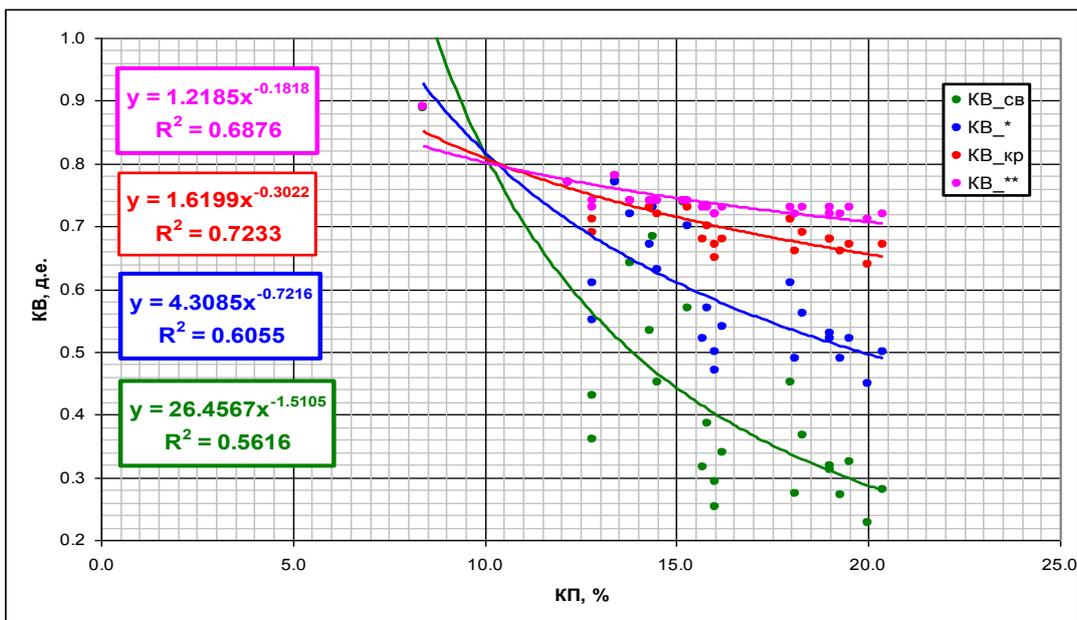


Рисунок. 5.10 Номограммы $K_v=f(K_p, K_{пр})$ для определения характера насыщения пластов

5.2.9. Определение глинистости

Коэффициент проницаемости коллекторов Зеленогорского месторождения определялся по стандартным зависимостям типа керн-кern $K_{пр}=f(K_{п})$ представленным ниже (рис. 5.11). При построении зависимости проводилось сравнение данных керна, примененного при подсчете запасов 1985 г. с исследованиями керна в настоящее время. Сопоставление данных показало хорошую сходимость результатов определения коэффициента проницаемости. Для подсчета запасов принято уравнение регрессии, построенное по всем исследованиям керна, которое имеет следующий вид:

$$K_{пр}=0,0013 * \exp^{(54.1236 * K_{п})}, R^2=0.7950$$

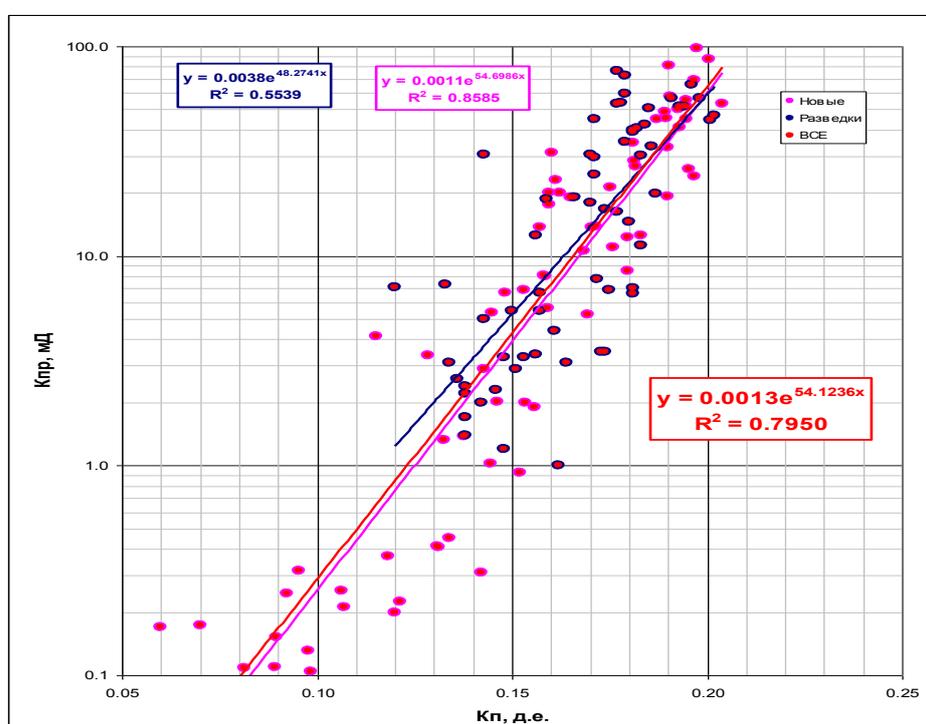


Рисунок. 5.11 Зависимость типа керн-кern коэффициента пористости ($K_{п}$) от коэффициента проницаемости ($K_{пр}$)

Средневзвешенное значение коэффициента проницаемости для пласта $Ю_1^2$ составляет *17.5 мД*.

6. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

6.1. Обоснование и методика интерпретации данных ГИС

6.1.1. Обоснование предела коллектора

В утвержденном подсчете запасов 2009 г. в качестве граничного значения для выделения коллекторов (количественный критерий) использовалось $\alpha\text{ПС} = 0,38$ д.ед.

Значение $\alpha\text{ПС}$ граничное получено путем построения кумулятивных кривых для коллекторов и неколлекторов. Для этого по данным микрозондирования были определены интервалы коллекторов и неколлекторов. Далее по построенным кумулятивным кривым определялось критическое значение относительной амплитуды ПС ($\alpha\text{ПС}$). В ПЗ 2016 г. данное граничное значение $\alpha\text{ПС}$ подтверждено (рис 6.1).

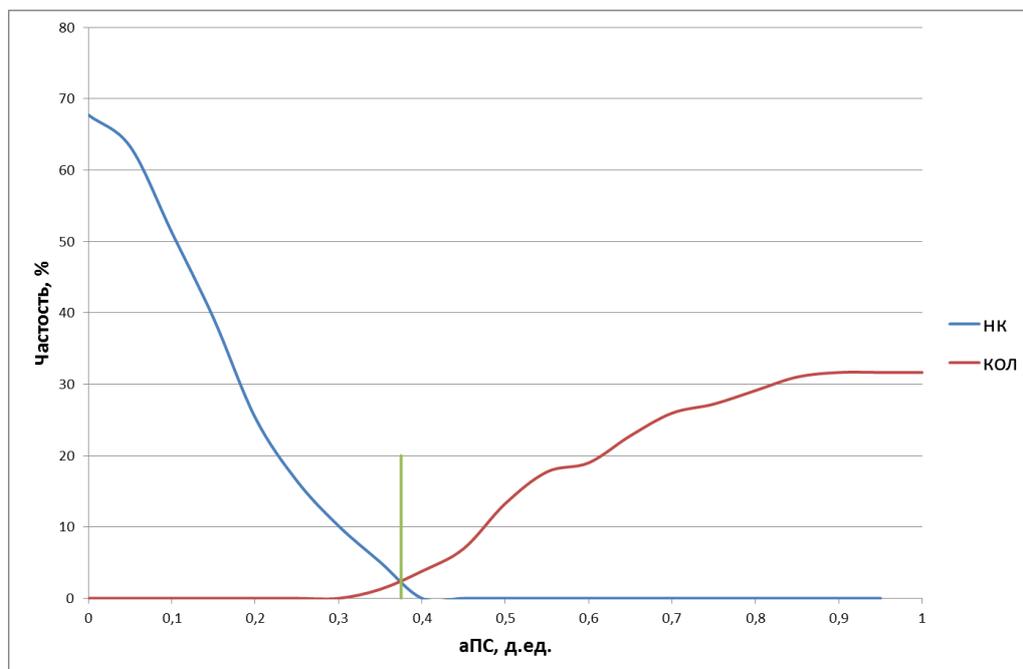


Рисунок. 6.1 Определение граничного значения относительной амплитуды ПС

К ПЗ 2016 г появились новые капилляриметрические исследования керна, что дало возможность пересмотреть граничные значения K_p и K_{pr} . В предыдущем ПЗ 2009 г граничные значения коллектора определялись по $K_{во}$, определенным методом центрифугирования.

Граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости в ПЗ 2016 г. определялись по данным капилляриметрических исследований керна через динамическую пористость. $K_{п_дин}$ рассчитывался по формуле:

$$K_{п_дин} = K_{п} * (1 - K_{во} - K_{но}),$$

Где $K_{во}$ – это коэффициент остаточной водонасыщенности, определенный по данным капилляриметрии при максимальном давлении вытеснения.

$K_{но}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, принятый равным 28,6 %.

$(K_{п}, K_{пр}) = f(K_{п}^{дин})$ (рис. 6.2, 6.3).

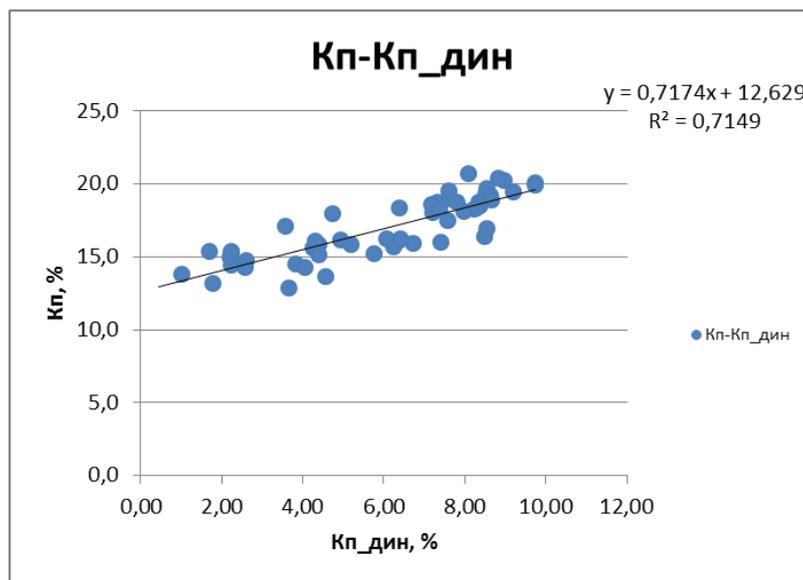


Рисунок. 6.2 Определение граничного значения коэффициента пористости ($K_{п}$).

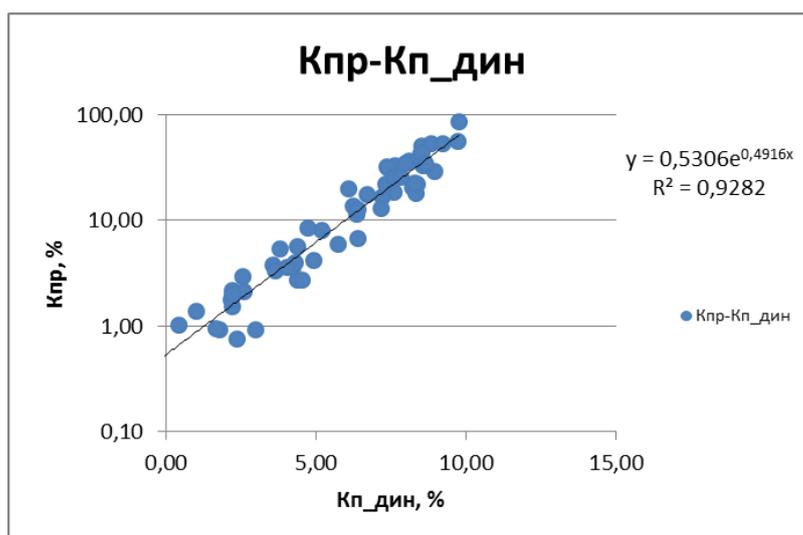


Рисунок. 6.3 Определение граничного значения коэффициента проницаемости ($K_{пр}$).

В ПЗ 2016 г по $K_{п_дин}$ получены следующие граничные значения α_{1^2} : $\alpha_{ПС} = 0,38$; $K_{п} = 12,6\%$; $K_{пр} = 0,5$ мД.

Также была предпринята попытка определения граничного значения проницаемости по фотографиям керн в ультрафиолете. При проведении анализа фотографий керн было сформировано две выборки: 1) в интервалах коллекторов, где отмечалось свечение керн, было проведено осреднение $K_{пр}$ по данным профильной проницаемости. 2) в интервалах неколлекторов также было проведено осреднение $K_{пр}$ по данным профильной проницаемости. Далее по этим выборкам были построены кумулятивные кривые для коллекторов и неколлекторов, и на их пересечении было снято граничное значение $K_{пр_гр}$ (рис. 6.4).

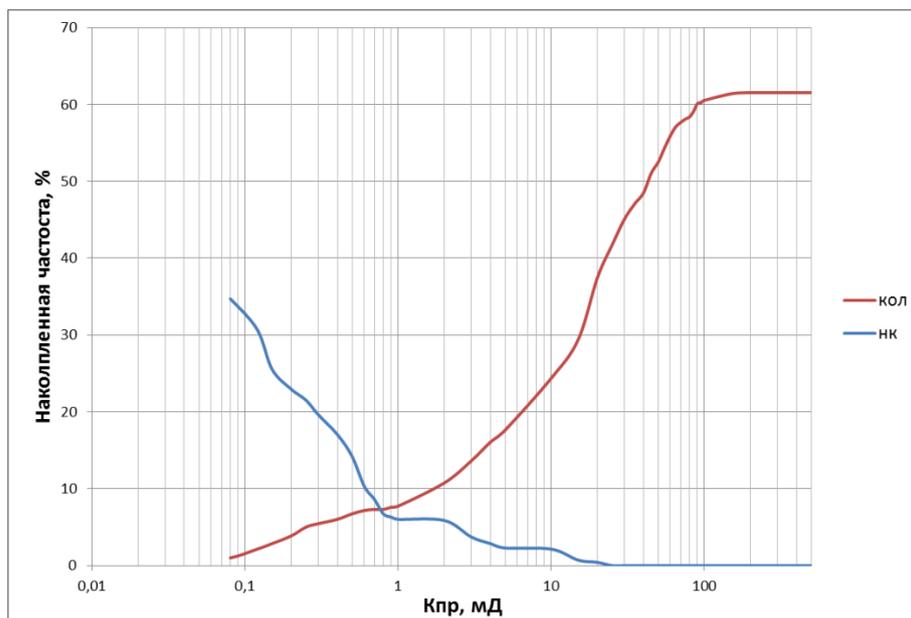


Рисунок. 6.4 Определение граничного значения $K_{пр}$ по свечению керн в УФ по Зеленогорскому месторождению

Согласно графику рис. 6.4 получаем $K_{пр_гр} = 0,8$ мД.

Таким образом, в ПЗ 2016 г приняты следующие граничные значения α_{1^2} : $\alpha_{ПС} = 0,38$; $K_{п} = 12,6\%$; $K_{пр} = 0,8$ мД.

В таблице 6.1 представлено сопоставление граничных значений для ПЗ 2016 г. и ПЗ 2009 г.

Таблица 6.1

Сопоставление граничных значений коллекторов для ПЗ 2009 г. и ПЗ 2016 г.

ПЗ 2009 г.			ПЗ 2016 г.		
$\alpha_{ПС_гр}$, д.ед.	$K_{п_гр}$, %	$K_{пр_гр}$, мД	$\alpha_{пс_гр}$, д.ед.	$K_{п_гр}$, %	$K_{пр_гр}$, мД
0,38	13,2	1,07	0,38	12,6	0,8

Изменение граничного значения пористости и проницаемости по пласту Ю₁² обусловлено новыми исследованиями керна по капилляриметрии, а также анализом дополнительных данных по специальным исследованиям керна (пермеаметрии). Ранее для определения граничных значений Кп, Кпр использовали Кво по центрифуге по данным 1993 года.

6.1.2. Определение относительной амплитуды ПС и двойного разностного параметра

Относительная амплитуда ПС определялась по формуле:

$$\alpha_{ПС} = (E_{гл.} - E_{пс}) / E_{ст}, \text{ где}$$

$$E_{ст} = (69,6 * ((T + 273,0) / 293,0) * \lg(\rho_{ф} / \rho_{в})).$$

E_{гл} и E_{пс} – значения линии глин и против изучаемого пласта по ПС;

T – температура изучаемого пласта, T=91⁰C;

$\rho_{ф}$ и $\rho_{в}$ – сопротивления фильтрата бурового раствора и пластовой воды, соответственно. При этом учитывалось, что $\rho_{ф}$ является функцией $\rho_{с}$.

$\rho_{с}$ – удельное электрическое сопротивление бурового раствора.

Предварительно в кривую ПС были введены поправки для учёта “сползания” линии глин.

Двойной разностный параметр определялся по формуле:

$$дГК = (ГК - ГК_{мин}) / (ГК_{макс} - ГК_{мин}),$$

где GK_{макс} – показания кривой ГК в куломзинской свите;

GK_{мин} – минимальное значение ГК против проницаемого пласта в изучаемой скважине;

GK – показание кривой ГК в скважине.

6.1.3. Определение удельного электрического сопротивления

Оценка удельного электрического сопротивления определялась по комплексу методов – по данным бокового каротажного зондирования (БКЗ) в сочетании с показаниями индукционного метода, который так же сопоставлялся с показаниями зонда ГЗ4 (А4М0.5N) в мощных непроницаемых глинистых разностях куломзинской свиты.

В скважинах, где толщина коллектора составляет не менее 4-4.5 м, определение УЭС проводилось по БКЗ, по изорезистивной методике. В остальных случаях, в эксплуатационных скважинах и в коллекторах, толщина которых составляет менее 4-4.5 м, сопротивление пласта определялось по индукционному каротажу, так как он позволяет

определить значения УЭС в пластах ограниченной мощности. На рис. 6.5 и рис. 6.6 приведено сопоставление значений УЭС, определённых по изорезистивной методике и по ИК.

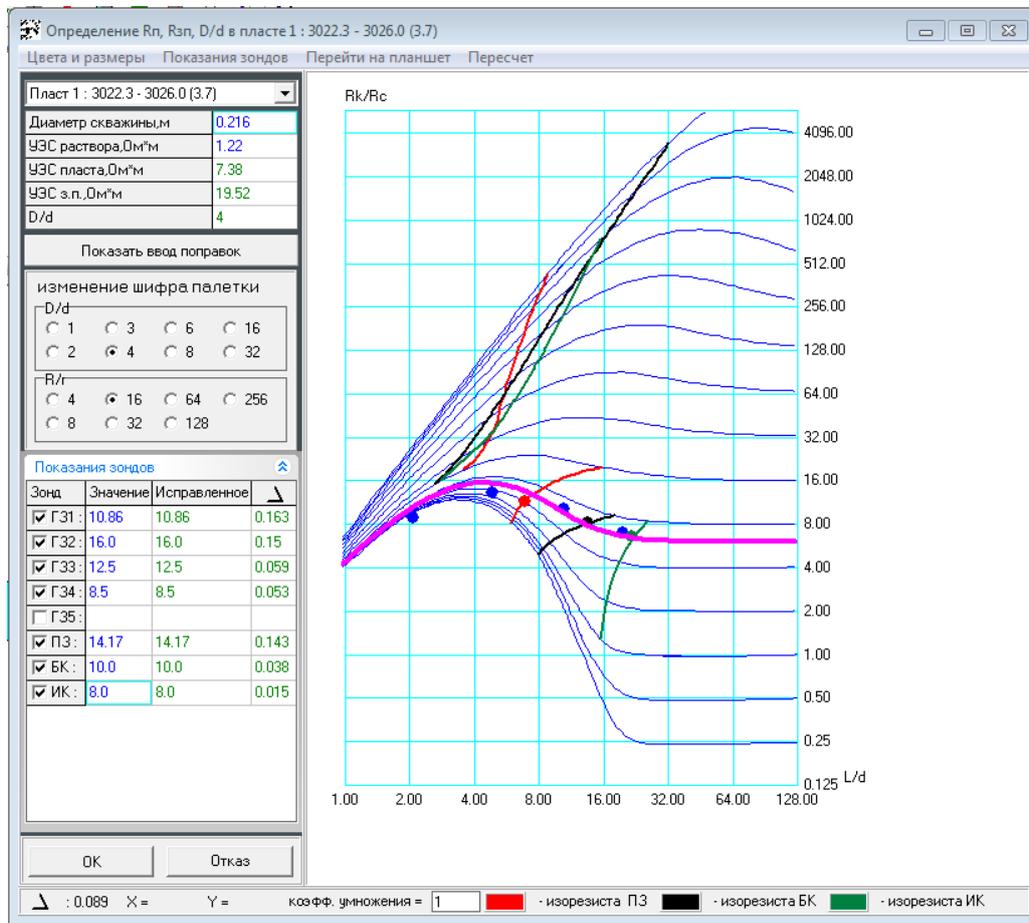


Рисунок. 6.5 Пример определения УЭС по изорезистивной методике

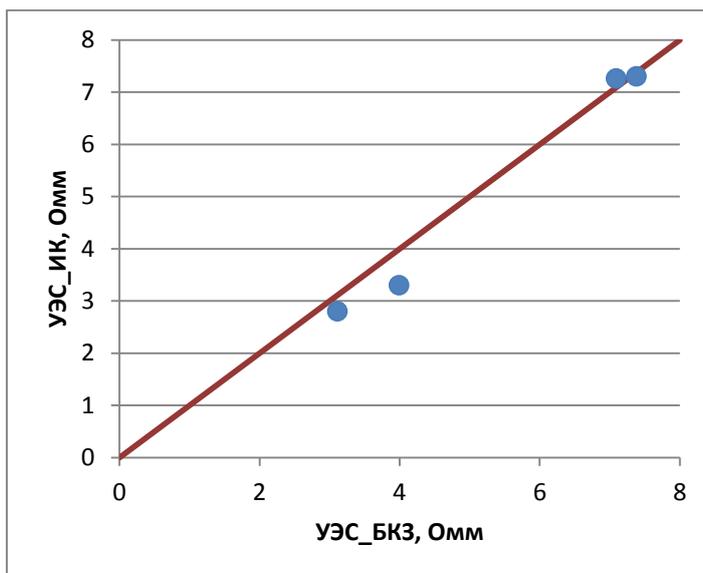


Рисунок. 6.6 Сопоставление УЭС_ИК и УЭС_БКЗ (изорезистивная методика) Зеленогорского месторождения

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 $(6-8)d$. Точность оценки сопротивления зависит от величины зоны проникновения, в водонасыщенной части она больше, поэтому погрешность определения сопротивления будет расти.

При наличии экранных эффектов на кривых градиент – зондов и искажающего влияния на показания ИК в коллекторах с Нэф меньше или равно 1,5 м, оценка УЭСп не проводилась. Характер насыщения в таких коллекторах оценивался по результатам испытаний или по положению прослоя относительно водонефтяного контакта.

При наличии записи ВИКИЗ в скважинах определение УЭС пластов-коллекторов проводилось по этому методу.

6.1.4. Определение глинистости

По скважинам № 1007, 304, 1Р, 4Р, 8Р г. были проведены гранулометрические исследования керна. По данным гранулометрии была построена связь коэффициента глинистости и двойного разностного параметра путем сопоставления данных весовой глинистости и дГК. Рис 6.7.

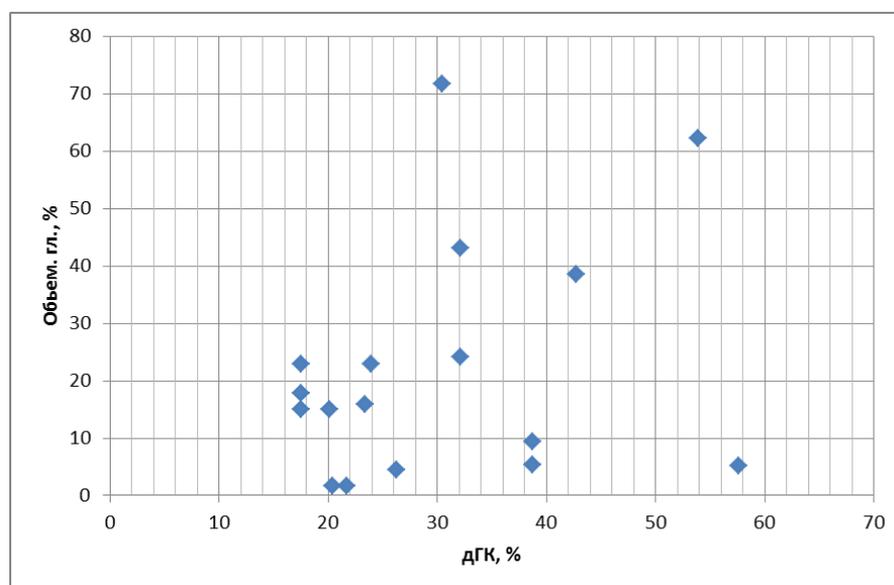


Рисунок. 6.7 Сопоставление объемной глинистости по данным гранулометрии и двойного разностного параметра ГК

Анализируя график можно отметить отсутствие зависимости, возможно, это связано со сложностями сопоставления образцов гранулометрии по номеру к конкретной глубине

разреза, было отмечено несовпадение данных с таблицей коллекторских свойств. Поэтому расчёт глинистости проводился по формуле В. В. Ларионова:

$$K_{гл}=0,8*дГК^{1,4}.$$

6.1.5. Определение коэффициента пористости

Для пластов Зеленогорского месторождения в ПЗ 2009 г. оценка коэффициента пористости производилась по относительной амплитуде ПС и по гамма-гамма плотностному каротажу (ГГКп).

В ПЗ 2016 было рассмотрено четыре методики для определения пористости:

- 1) по гамма-гамма плотностному каротажу;
- 2) по относительной амплитуде ПС;
- 3) по акустическому каротажу;
- 4) по гамма каротажу.

В ПЗ 2009 г. расчет коэффициента пористости **по гамма-гамма плотностному каротажу** проводился по зависимости «кern-ГИС»:

$$Kп=-46,07*ГГКп+128,48 ,$$

где ГГКп – значения кривой ГГКп.

В ПЗ 2016 г. предварительно проводилось нормирование кривых ГГКп на пласт неразмытых глин куломзинской свиты.

По керновым данным построена зависимость «кern-кern», рис. 6.8.

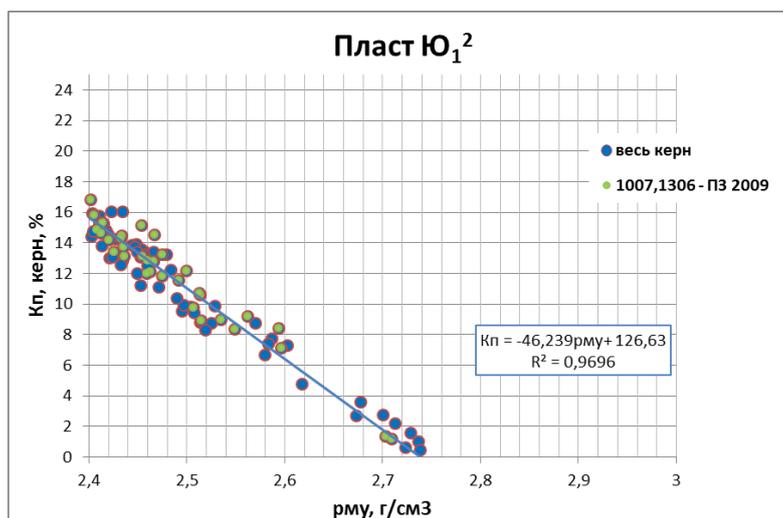


Рисунок. 6.8 Зависимость коэффициента пористости от плотности 100% водонасыщенных образцов по скважинам Зеленогорского месторождения

Также был построен график сопоставления значений ГГКп по ГИС и плотности увлажненного образца по исследованиям керна (рис. 6.9).

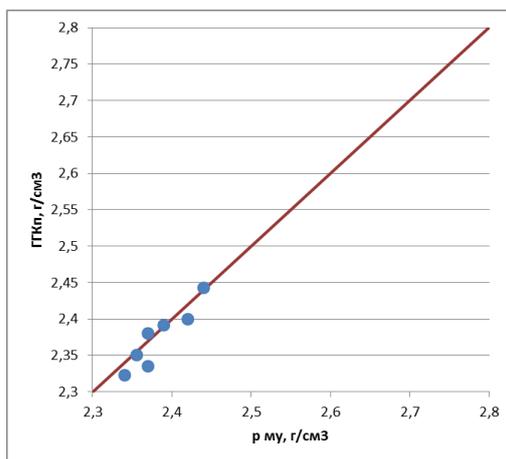


Рисунок. 6.9 Сопоставление плотностей по ГИС и по керну

На рисунке 6.9 можно отметить, что плотности по керну и по ГИС сопоставляются друг с другом по линии единичного наклона. Это говорит о том, что ГИС отражает характеристики коллектора по керну и зависимость K_p - ΓK_p можно использовать для расчета коэффициента пористости:

$$K_p = -46,239 * \Gamma K_p + 126,63$$

В ПЗ 2009 г. расчет K_p по относительной амплитуде ПС проводился по зависимости:

$$K_p = 0,1268 * \alpha_{ПС} + 0,0961$$

В ПЗ 2016 г. была проведена оценка качества расчета $\alpha_{ПС}$, изменения были внесены в 4 скважины. Кроме того добавились новые исследования керна, в связи с чем зависимость K_p - $\alpha_{ПС}$ была уточнена, (рис. 6.10).

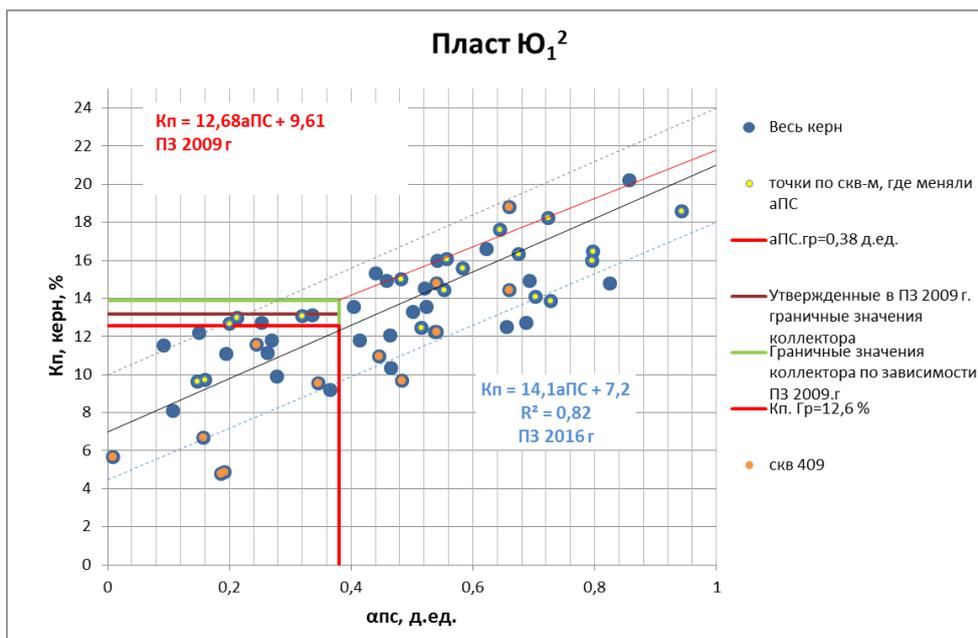


Рисунок. 6.10 Зависимость K_p - $\alpha_{ПС}$ по Зеленогорскому месторождению

На рисунке 6.10 оранжевым цветом отмечены новые данные керновых исследований. Желтым цветом отмечены точки по тем скважинам, где были внесены изменения по α ПС.

Анализируя рисунок 6.10 можно отметить, что в ПЗ 2016 г граничные значения коллектора (α ПС=0,38 д.ед. и Кп.гр=12,6%) согласуются с зависимостью Кп- α ПС. В ПЗ 2009 г. было Кп.гр=13,2%, а по зависимости при α ПС.гр=0,38 д.ед. Кп.гр=13,9%.

В данной работе изучалась возможность применения методики расчета **коэффициента пористости по акустическому каротажу**. Использовалась формула Фоменко:

$$K_p = (3,5495 * (ДТп - 175) * \alpha ПС * 0,5 + 3,4608)^{0,5}$$

Методика расчета коэффициента пористости по гамма каротажу. Перед отладкой методики расчета пористости по гамма каротажу, была проведена нормировка ГК. Далее по рассчитанному двойному разностному параметру и осредненным в пропластках значениям Кп была построена зависимость, (рис. 6.11).

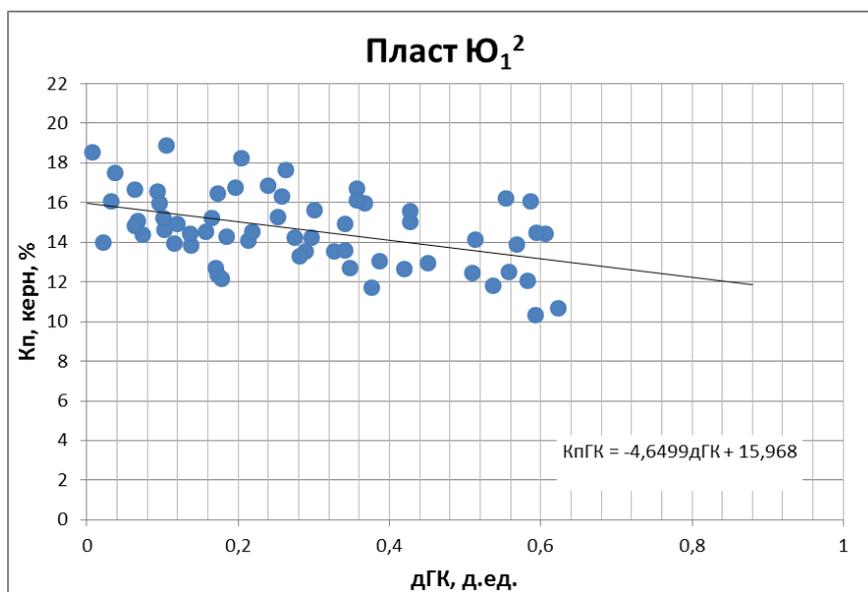


Рисунок. 6.11 Зависимость Кп-дГК для пласта Ю₁² Карайского месторождения

На рисунке 6.12 приведены результаты сопоставление Кп_ГИС с Кп-керн по методам.

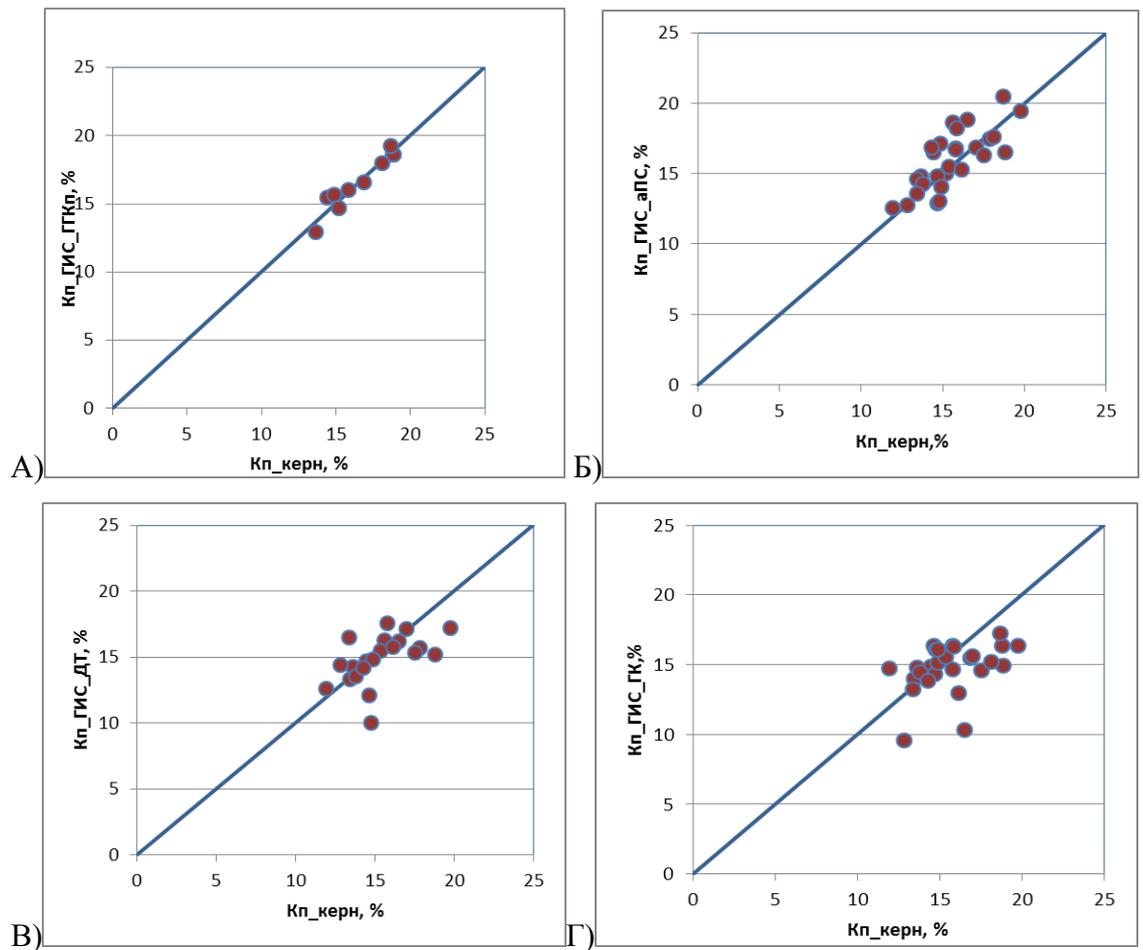


Рисунок. 6.12 Сопоставления Кп_ГИС-кern: А) Кп_ГИС_ГГКп-Кп_кern; Б) Кп_ГИС_аПС-Кп_кern; В) Кп_ГИС_ДТ-Кп_кern; Г) Кп_ГИС_ГК-Кп_кern;

Выборка по ГГКп представлена по 4 скважинам. Этот метод зарекомендовал себя хорошей сходимость с данными исследований керна и более чувствителен к изменению пористости по разрезу. Методика расчета коэффициента пористости по ГГКп выбрана в качестве основной.

Сопоставление Кп_ГИС_аПС с Кп_кern показало хорошую сходимость ГИС-кern. Метод ПС записан практически в каждой скважине, методика Кп-аПС использовалась для расчета коэффициента пористости в большинстве скважин на месторождении.

В скважинах с исследованиями коллекторских свойств по керну, проводилась корректировка расчетного коэффициента пористости ГИС по кернавым данным.

Расчет Кп по акустическому каротажу дал хорошие результаты, но некоторые точки отходят от линии единичного наклона вправо, что говорит о занижении пористости в случаях, когда песчаник находится между закарбонатизированными прослоями.

Меньшей степенью достоверности обладает Кп по ГК.

6.1.6. Определение коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности в ПЗ 2016 г. определялся, также как и в ПЗ 2009 г., по общепринятой методике с использованием зависимостей «керна-керна» $R_p=f(K_p)$ и $K_v=f(R_n)$. После ПЗ 2009 года появились новые данные исследования керна, которые были учтены при построении зависимостей R_p-K_p и R_n-K_v , и представлены на рисунках 6.13 и 6.14.

Сопротивление пластовой воды в текущем подсчете было принято **0,086 Ом** при $T=91^\circ\text{C}$ и $C=28,1$ г/л.

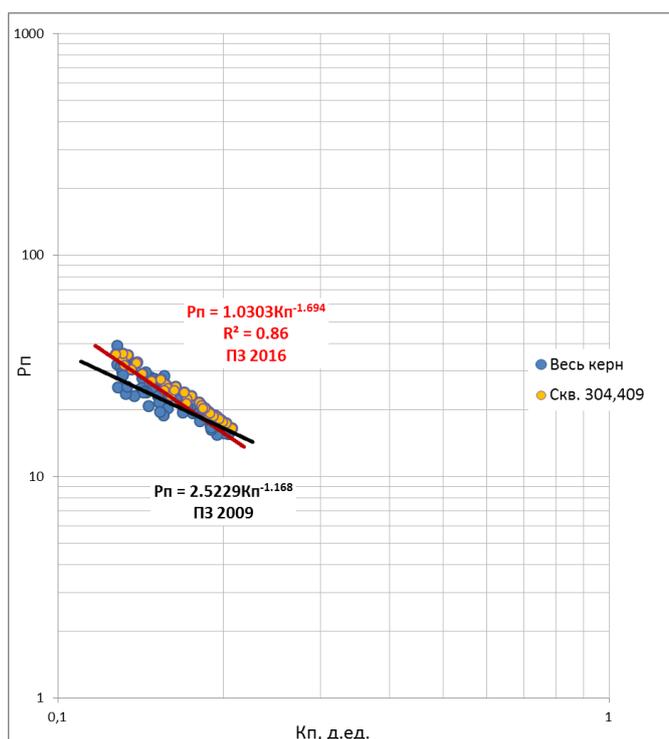


Рисунок. 6.13 Зависимость R_p-K_p по Карайскому месторождению

Из рисунка 6.13 можно сделать вывод, что керновые точки по новым скважинам отклоняют линию тренда вправо, что приводит к понижению K_n . Зависимость для расчета параметра пористости в ПЗ 2016 г. выглядит следующим образом:

$$R_p = 1,0303 * K_p^{-1,694}$$

Для расчета коэффициента водонасыщенности (K_v) использовалась зависимость $R_n=f(K_v)$, построенная по данным анализов керна на капилляриметре методом полупроницаемой мембраны выполненных в ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» в 2007-2008 гг. и в 2016 г:

$$R_n = 1,0276 / K_v^{(1,756)}$$

$$\text{где } R_n = \frac{\rho_n}{(\rho_n \times \rho_v)}$$

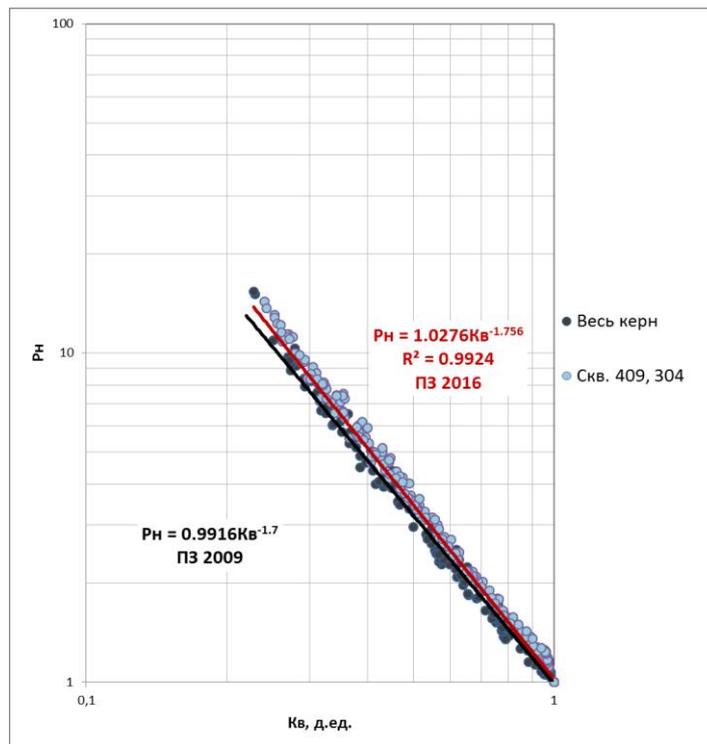


Рисунок. 6.14 Зависимость параметра насыщения (P_n) от коэффициента водонасыщенности (K_v).

Для оценки достоверности определения K_n был построен график (Рис. 6.15).

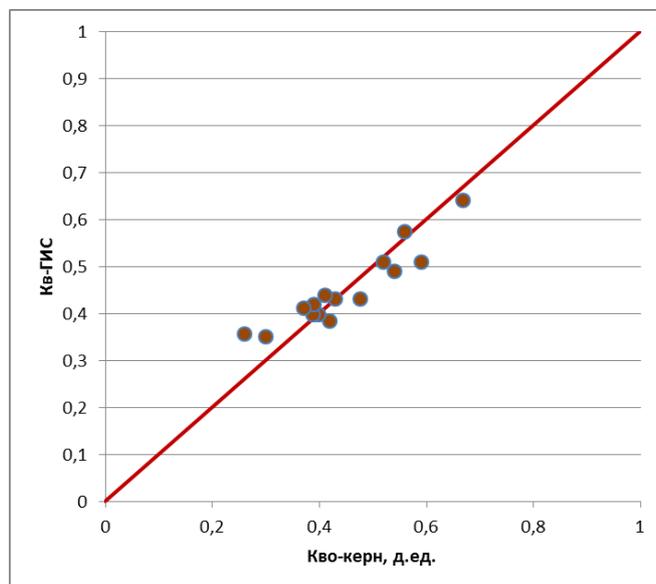


Рисунок. 6.15 Сопоставление K_v керн-ГИС в ЧНЗ по скважинам Зеленогорского месторождения

На рисунке 6.15 можно отметить хорошую сходимость K_v ГИС по скважинам, расположенным в ЧНЗ, с осредненными значениями K_v по керну в пропластках коллекторов.

6.1.7. Определение характера насыщения коллекторов

Определение характера насыщения в ПЗ 2009 г. проводилось по критическим значениям коэффициентов водонасыщенности, построенным по данным капилляриметрических исследований керна.

В ПЗ 2016 г была использована аналогичная методика (Пёрселла-Бурдайна). Этот метод основан на данных капилляриметрии керна, учитывает дифференциацию по пластам и рекомендован к использованию.

В качестве исходных данных рассматривались капиллярные кривые по 5 скважинам Зеленогорского месторождения, из них 2 скважины новых.

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

Для смачивающей фазы (воды):

$$K_{пр.омн}^в = \left(\frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во}} \right)^2 * \frac{\int_{K_{во}}^{K_в} \frac{dK_в}{p_k^2}}{\int_{K_{во}}^{1-K_{но}} \frac{dK_в}{p_k^2}},$$

Для несмачивающей фазы (нефти):

$$K_{пр.омн}^н = \left(1 - \frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во} - K_{но}} \right)^2 * \frac{\int_{K_{во}}^{K_в} \frac{dK_в}{p_k^2}}{\int_{K_{во}}^{1-K_{но}} \frac{dK_в}{p_k^2}},$$

где $K_в$ – водонасыщенность в вычисляемой точке;

$K_{во}$ – остаточная водонасыщенность;

$K_{но}$ – остаточная нефтенасыщенность.

Значение $K_{но}$ было принято равным 0.286 д.е, что соответствует среднему значению коэффициента остаточной нефтенасыщенности, определенному по образцам керна.

Вычислялась кривая фракционного потока для каждого образца по формуле:

$$f = \frac{1}{1 + \frac{K_{пр.омн}^н * \mu_в}{K_{пр.омн}^в * \mu_н}}, \text{ д.е.}$$

где, f – доля воды в притоке;

μ_v - вязкость воды (сП);

μ_n - вязкость нефти (сП).

Для выделения критериев характера насыщения коллектора строились кривые фракционного потока (ФП) в зависимости от водонасыщенности, (рис. 6.16).

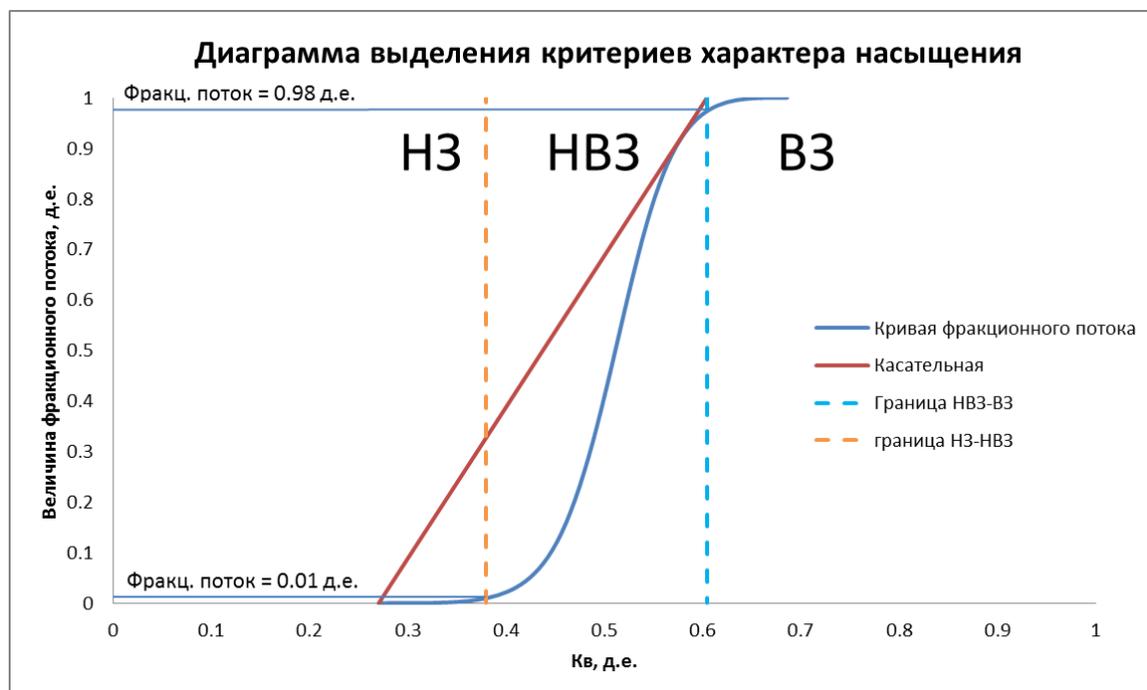


Рисунок. 6.16 Кривая фракционного потока (ФП) в зависимости от водонасыщенности.

При этом кривые капиллярных давлений перестраиваются в кривые относительных фазовых проницаемостей. Расчёт критических значений коэффициента водонасыщенности производился по формулам, предложенным Бурдаynom. 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 K_v обозначается как K_v^* .

Для определения границы НВЗ и ВЗ строилась касательная к графику ФП(K_v) из точки $K_v=K_{v0}$ 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 критическое значение водонасыщенности $K_{v.gr}$ (на данном примере $K_{v.gr}=0.6$). Полученное значение $K_{v.gr}$ должно быть меньше значения $K_{v.kr}$, 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 K_v^* и $K_{v.gr}$ по всем образцам, строились зависимости K_v граничных от коэффициента пористости (рис. 6.17).

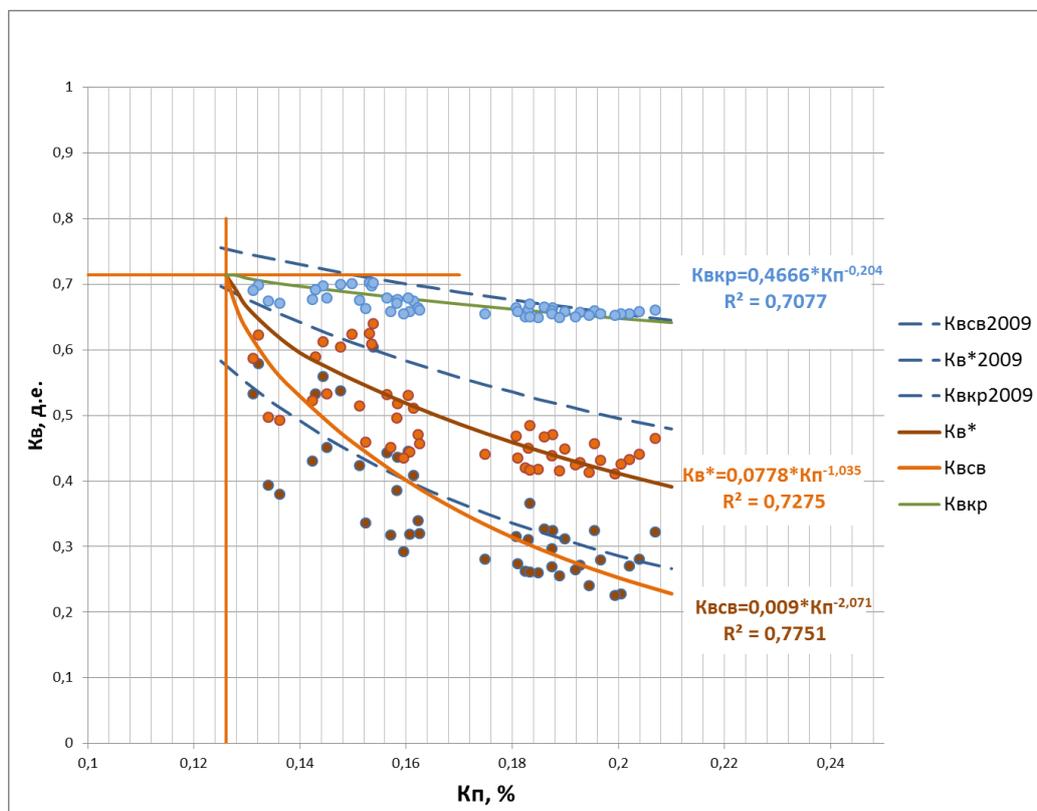


Рисунок. 6.17 Зависимость K_v граничных от K_p по Зеленогорскому месторождению

где $K_{vсв}$ – коэффициент связанной воды;

K_v^* - коэффициент водонасыщенности, при котором начинается обводнение;

$K_{vкр}$ – коэффициент критической водонасыщенности, при котором обводнённость достигает 98%,

В текущей работе характер насыщения коллекторов определялся следующим образом:

- $K_{vсв} \leq K_v \leq K_v^*$ - нефть;
- $K_v^* < K_v \leq K_{vкк}$ – нефть + вода;
- выше $K_{vкк}$ - вода.

Номограмма для определения характера насыщения коллекторов с нанесенными результатами интерпретации материалов ГИС представлена на рисунке 6.18.

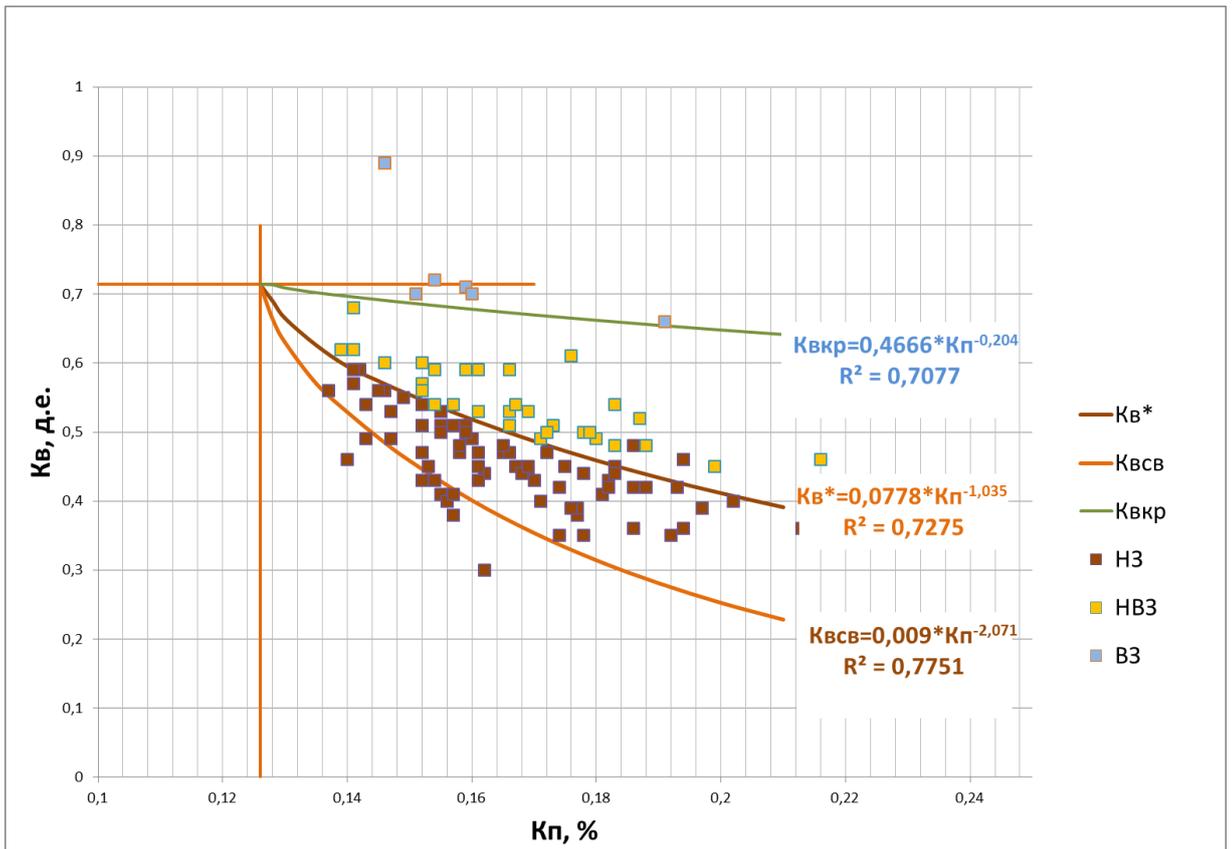


Рисунок. 6.18 Результаты определения характера насыщения по скважинам Зеленогорского месторождения.

Из рисунка 6.18 можно отметить, что интерпретация по скважинам соответствует K_v критическим.

6.1.8. Определение коэффициента проницаемости

Для подсчета запасов ПЗ 2009 г. принято уравнение регрессии, построенное по всем исследованиям керна, которое имеет следующий вид:

$$K_{пр} = 0,0013 * \exp^{(54,1236 * K_{п})}$$

В текущей работе была построена связь «керна-керна» $K_{пр}$ - $K_{п}$, (рис. 6.19)

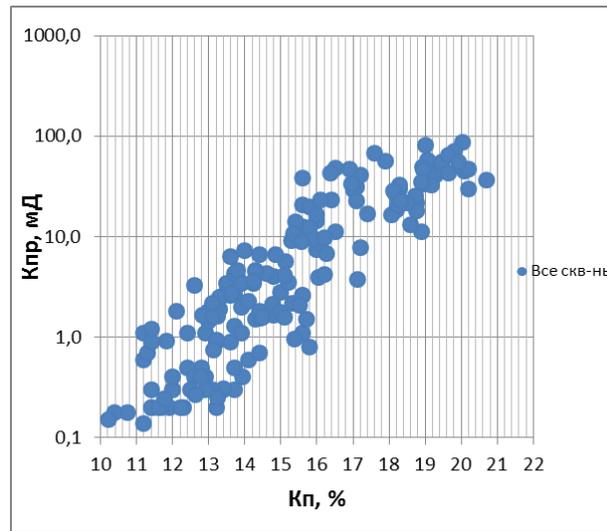


Рисунок. 6.19 Связь Кпр-Кп по пласту Ю₁² Зеленогорского месторождения

На графике можно отметить, что связь Кпр-Кп имеет широкий диапазон и условно можно выделить два типа.

Было выявлено, что в пласте Ю₁² наблюдается преимущественно двучленное строение. Верхний пропласток коллектора, как правило, обладает лучшими коллекторскими свойствами, нижний пропласток – ухудшенными свойствами коллектора (рис. 6.20).

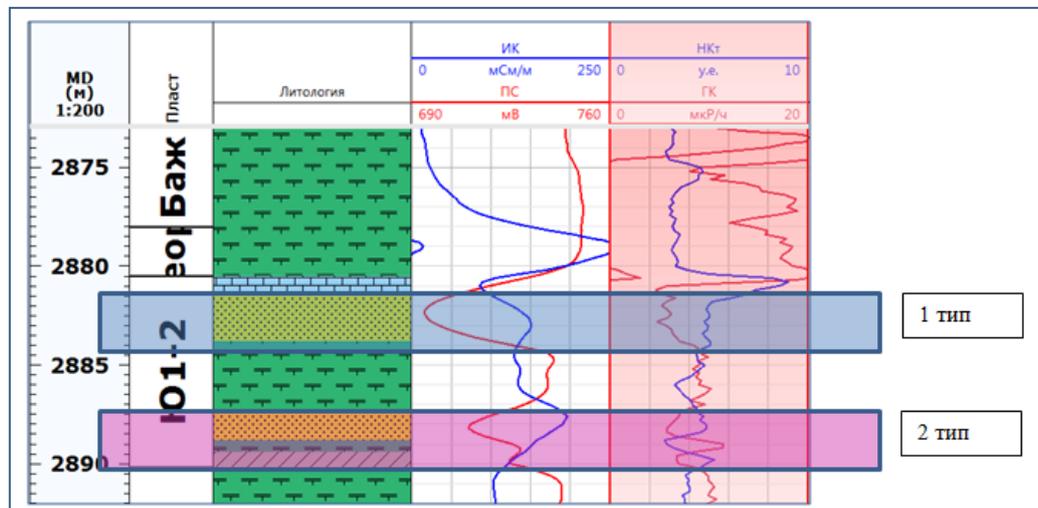


Рисунок. 6.20 Пример двучленного строения разреза пласта Ю₁²

Было принято решение выделить в разрезе два типа: 1 – улучшенный тип коллектора, 2 тип – ухудшенный. Для определения численного критерия разделения на типы, соответственно идее – верх – лучше, низ – хуже, были сформированы две выборки αПС для 1, 2 типов. На пересечении кумулятивных кривых для 1 и 2 типов было получено граничное значение αПС, (рис. 6.21).

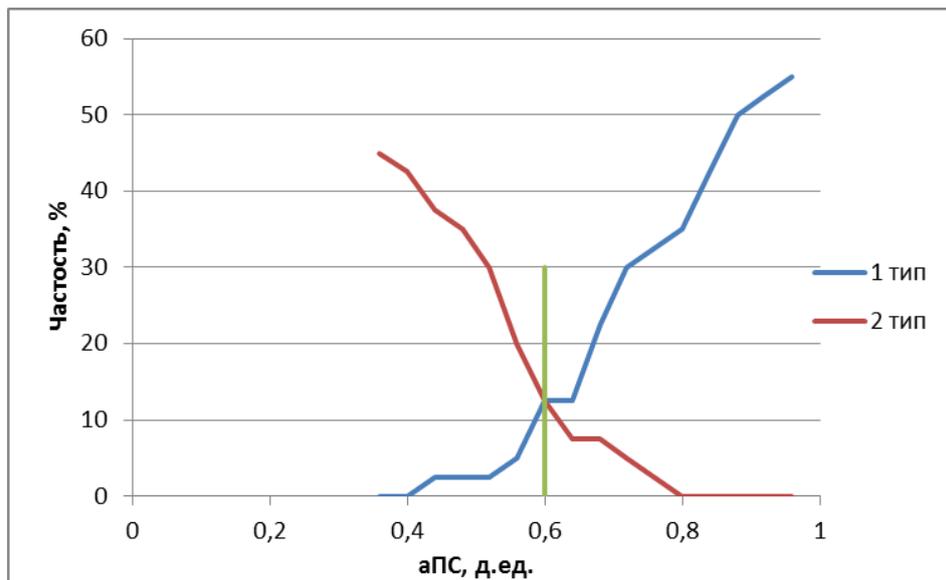


Рисунок. 6.21 Определение граничного значения α ПС для 1, 2 типов коллекторов

Таким образом, на Зеленогорском месторождении было выделено два типа коллектора, в качестве численного критерия было принято граничное значение α ПС=0,6 д.ед.

Определение коэффициента проницаемости проводилось путем построения зависимости «кern-кern», рисунок 6.22.

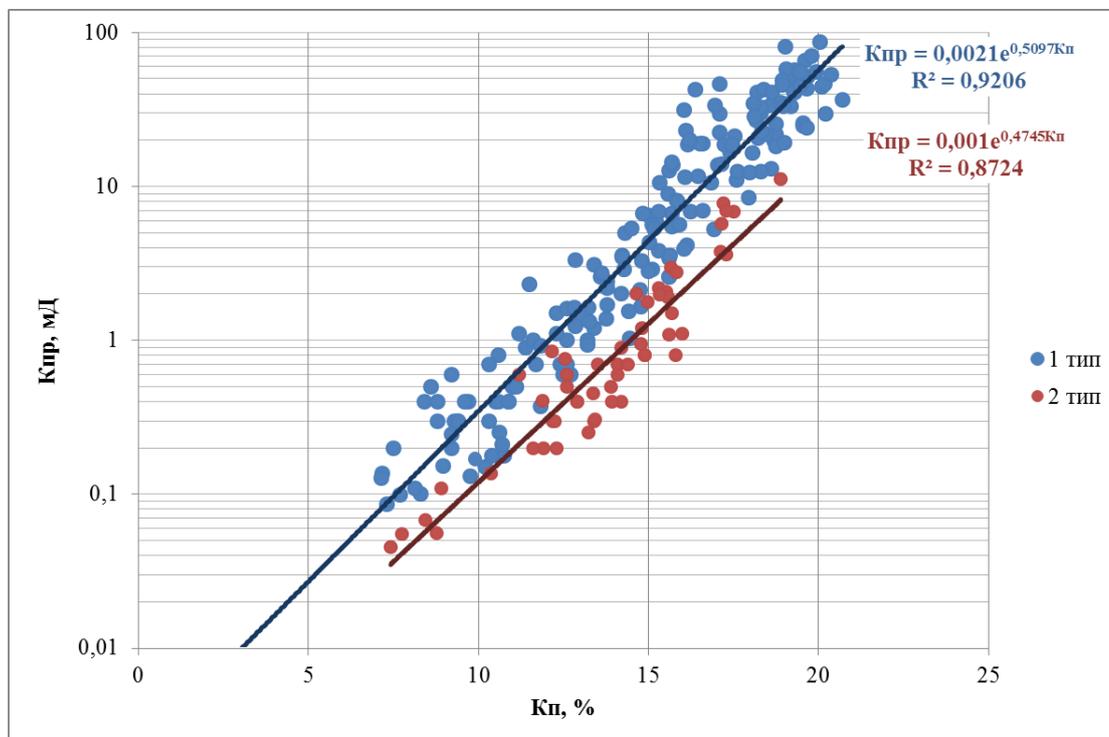


Рисунок. 6.22 Зависимость $K_{пр}$ - K_p по Зеленогорскому месторождению

В ПЗ 2016 г принято рассчитывать $K_{пр}$ по двум зависимостям для 1-го и 2-го типа:

$K_{пр} = 0,0021 * \text{EXP}(-0.5097 * K_{п})$ – 1 тип коллектора;

$K_{пр} = 0,001 * \text{EXP}(-0.4745 * K_{п})$ – 2 тип коллектора.

6.1.9. Оценка изменения подсчетных параметров

Проведено сопоставление средневзвешенных значений подсчетных параметров в нефтяной части коллектора (таблица 6.2).

Таблица 6.2

Сопоставление средневзвешенных значений подсчетных параметров по скважинам ПЗ 2009 г и ПЗ 2016 г по пласту Ю₁²

Год ПЗ	ННТ, м	К _п , д.ед.	К _{пр} мД	К _н , д.ед.
2009	3,2	0,169	13,4	0,55
2016	3,45	0,16	9,8	0,51
Абс. разница	0,25	-0,009	-3,6	-0,04
Отн. разница, %	7,8	-5,33	-26,8	-7,27

В результате анализа РИГИС было выявлено:

1. Увеличение нефтенасыщенных толщин на 7,8 % относительных произошло за счет доучета в ПЗ 2016 г коллекторов в нижней части Ю₁², которая относится ко 2 типу коллектора и обладает ухудшенными свойствами коллектора. Ранее эти коллектора не были учтены при $\alpha_{ПС} = 0,41 - 0,45$ д.ед., (рис. 6.23).

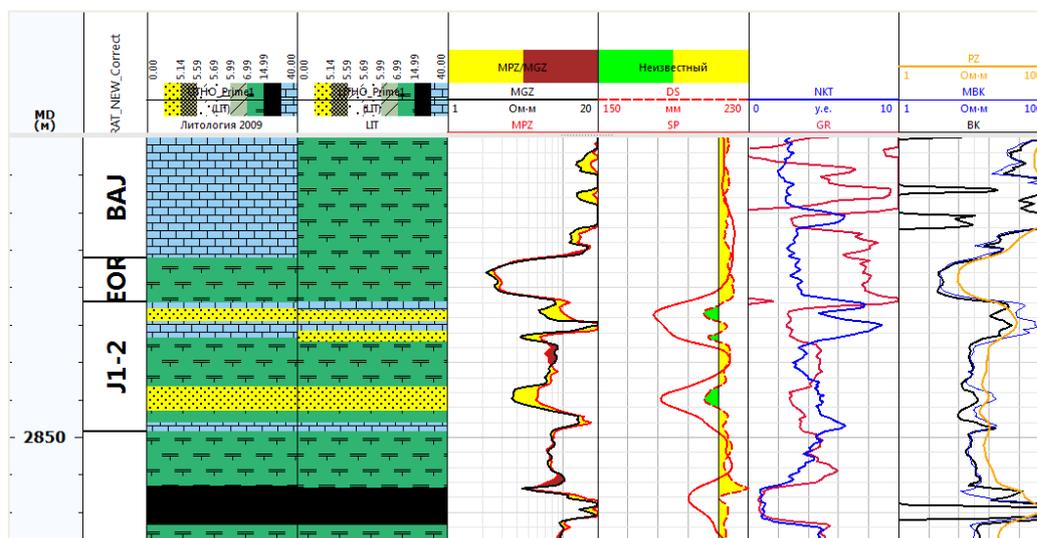


Рисунок. 6.23 Пример недоучета коллектора в ПЗ 2009 г

2. Уменьшение пористости в целом по разрезу на 5% относительных за счет корректировки зависимости К_п- $\alpha_{ПС}$, которое связано с новыми исследованиями керна и

корректировкой α ПС по 4-м скважинам, а также с доучетом пористости из худшей части коллектора.

3. Уменьшения K_n на 7 % относительных произошло из-за изменения зависимостей R_p - K_p и K_v - R_n (учет данных исследований керна по новым скважинам), уменьшение K_p и уменьшения минерализации пластовой воды.

Все изменения обоснованы и подтверждены данными керновых исследований и опробованиями.

Для того, чтобы повысить достоверность определения подсчетных параметров рекомендуется в новых скважинах:

- проводить запись гамма-гамма плотностного каротажа;
- отобрать собственные глубинные пробы воды;
- отбирать образцы керна из коллекторов 1 и 2 типов;
- провести гранулометрические исследования, с целью более надежного описания коллектора и получения собственной зависимости для глинистости.

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.

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

№	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/партч	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
постоянногзвукowego 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
$47 < \text{ИПУОО} \leq 57$	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
$(0.7 - 2) 10^{-3}$	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

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 загрязнения 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 обучение, врачебная деятельность.	71	61	54	49	45	42	40	38	ПС 45	50

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 неисправное 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, по неотапливаемые, чердачные помещения, неотапливаемые лестничные клетки и помещения отапливаемые, по с кратковременным присутствием влаги; помещения с токопроводящей пылью (угольные мельницы, волоочильные 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

Результатирующие возможные вредные воздействия на окружающую среду и методы борьбы согласно ГОСТ 12.1.005-88 [19] представлены в таблице 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 (СО - угарный газ), диоксид серы (SO ₂), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%)	Использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ.
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 исследований в скважине наиболее вероятно возникновение пожара на буровой или на буровом участке.

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.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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 Зеленогорского месторождения, уточнено геологическое строение района работ. В результате проведенной работы с геолого-геофизическими материалами установлено, что коллекторами на Зеленогорском месторождении являются терригенные песчано-алевритовые отложения полимиктового состава. Их литологические и фильтрационно-емкостные свойства существенно меняются по площади и разрезу. Промышленная нефтеносность месторождения связана с верхней частью горизонта Ю₁ – пластом Ю₁².

Также в результате выполненного анализа имеющегося фактического материала проведена переоценка геологических запасов пласта Ю₁² (ранее именуемого Ю₁⁰).

По сравнению с запасами, утвержденными ГКЗ в 1985 г. геологические запасы нефти промышленных категорий В+С₁ уменьшились на 1815 тыс.т. или на 10.7 %, а по категории С₂ – увеличились на 1118 тыс.т. (70.9 %). Изменение запасов нефти связано с улучшением степени изученности месторождения – уточнением структурного плана и петрофизических параметров, дополнительными исследованиями коллекторских и уточнением физико-химических свойств продуктивного пласта.

Анализ результатов интерпретации ГИС показывает:

1. Качество выполненного комплекса ГИС обеспечивает решение задач подсчета запасов.
2. Значительный объем дополнительных исследований кернового материала позволил уточнить алгоритмы обработки ГИС, обосновать предельные значения параметров, построить петрофизические зависимости.
3. Определены средневзвешенные значения коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.
4. Результаты определения подсчетных параметров по данным ГИС удовлетворительно сопоставляются с лабораторными исследованиями керна.

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. Отчёт по договору ПР768 «Подсчет запасов нефти и ТЭО КИН Зеленогорского месторождения»
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. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород), «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004, 386 с.
26. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.: «Недра», 1978 г.
27. 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.