

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

---

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

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

**КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ  
КОЛЛЕКТОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ  
КОЛЛЕКТОРОВ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ (КРАСНОЯРСКИЙ  
КРАЙ)**

УДК 553.982:550.83(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2211	Леонтьев Степан Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Никольский А.А.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бернатонис П.В.	К.Г.-М.Н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	К.Х.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Гусев Е.В.	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2016 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 18 с., 27 рис., 24 табл., 32 источников

Ключевые слова: методы, физические свойства, геофизические исследования скважин, каротаж, комплекс, методика, модель, аппаратура, переходная зона.

Объектом исследования является (ются): месторождение нефти, эксплуатационные и разведочные скважины с полным комплексом исследований.

Цель работы – выделение коллекторов на Ванкорском месторождении, определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и характера насыщения.

В процессе исследования: проводились качественный и количественный анализ данных геофизических исследований скважин, анализ общей геолого-геофизической информации по району исследований.

В результате исследования: выявлены основные геофизические особенности геологических разрезов исследованной территории, составлен проект дальнейшей разработки месторождения.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики:

Степень внедрения: могут быть внедрены на предприятиях оценивающих перспективы нефтегазоносности.

Область применения: на этапах освоения месторождения.

Экономическая эффективность/значимость работы: важная часть энергетической стратегии России, направленная на обеспечение национальной и глобальной энергетической безопасности.

В будущем планируется: использование полученных данных для оценки нефтегазоносности Красноярского края.

## ABSTRACT

Graduation Project Qualification 118 pages, 27 drawings, 24 tables, 32 sources.

Keywords: methods, physical properties, geophysical well logging, downhole geophysical survey, a complex procedure, the model, equipment, the transition zone.

The objects of the research are geophysical information about oil field and operating and exploration wells.

The purpose of the work – reservoir identification methods on at the Vankor oil field, reservoir properties analysis and reservoir fluid content determination.

Research consists of qualitative and quantitative analysis of well logging data and all available geological-geophysical information analysis.

The results of study are identified major geophysical features of geological sections of the study area, drafted the further field development plan.

The basic constructive, technological and technical and operational characteristics:

The degree of implementation: they can be implemented in enterprises evaluating oil-and-gas content.

Results of research can be applied at different stages of field exploration.

Economic efficiency lies on using obtained information for Russia's energy strategy which is aimed at ensuring national and global energy security.

In the near future we plan to use obtained results for oil potential assessment of Krasnoyarsk region.

## Оглавление

–	ВВЕДЕНИЕ .....	5
–	1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ .....	6
	1.1. Физико-географический очерк .....	6
	1.2. Геолого-геофизическая изученность .....	8
	*1.3. Геологическое строение района и месторождения <b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
	*1.3.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза <b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
	*1.3.2. Тектоника и общий структурный план <b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
	*1.3.3. Нефтегазоносность .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
	*1.4. Физические свойства горных пород и петрофизические зависимости .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
	*1.5. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет ... <b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
–	2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ .....	12
	2.1. Выбор участка работ. ....	12
	2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ. ....	15
	2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса .....	19
	2.4. Методика и техника геофизических исследований скважин .....	21
	2.5. Метрологическое обеспечение проектируемых работ.....	25
	2.6. Интерпретация геофизических материалов .....	28
–	3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ .....	33
	3.1. Геолого-геофизические характеристики переходных зон нефтяных пластов по данным электрического и электромагнитного каротажа.....	33
	3.2. Моделирование переходной зоны нефтенасыщенности ПЗ.....	35
	3.3. Методика выделения переходной зоны по данным электрического и электромагнитного каротажа.....	39
–	4. ФИНАНСОВЫЙ-МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ.....	43
	4.1. Организационно - экономический раздел .....	43
	4.2. Смета расходов на проектируемые работы.....	44
–	5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	46
	5.1. Производственная безопасность .....	46
	5.2. Пожарная и взрывная безопасность.....	55
	5.3. Экологическая безопасность .....	57
	5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	60
	5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	61
–	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	62
–	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	63

## **ВВЕДЕНИЕ**

Ванкорское месторождение нефти Красноярского края по категории запасам углеводородов относится к уникальным. Разработка месторождения носит огромное экономическое значение для района севера. Реализация проекта разработки месторождения – это часть энергетической стратегии Российской Федерации.

Один из основных этапов освоения месторождения – комплекс геофизических исследований скважин (ГИС), который решает обширный круг задач. В дальнейшем помогает подсчитывать запасы углеводородов, разработать технологию добычи нефти и газа с максимальной экономической отдачей, не причиняя вред окружающей среде.

В данном дипломном проекте будут рассмотрены вопросы проектирования геофизических работ, выбор методов и обоснования комплекса ГИС, методики проведения работ, а так же вопросы интерпретации:

Выделения коллекторов и определения фильтрационно-емкостных свойств Ванкорского месторождения.

## **1. Общая часть**

### **1.1. Физико-географический очерк**

Ванкорское газонефтяное месторождение большей частью расположено в Туруханском районе Красноярского края, часть его территории, в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка, расположена на территории Дудинского района Таймырского муниципального района Красноярского края. Ближайший населенный пункт г. Игарка находится в 140 км, а районный центр п. Туруханск - в 300 км к юго-западу от месторождения (рисунок 1.1).

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на км<sup>2</sup>.

В г. Игарка имеется речной порт и аэропорт, который способен принимать тяжёлые самолёты.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяженность водной магистрали Красноярск-Игарка – 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после достаточного промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги (зимники). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на север-северо-запад от Ванкорского. Месторождения связаны газопроводом с г. Норильском и конденсатопроводом с г. Дудинкой, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к запад-юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза»



Рисунок 1.1 – Обзорная схема района.

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно теплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода 8 месяцев – с октября по май. Среднегодовая температура воздуха отрицательная  $-10^{\circ}\text{C}$   $-11^{\circ}\text{C}$ . Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура  $-26^{\circ}\text{C}$ , в отдельные дни температура воздуха опускается до  $-57^{\circ}\text{C}$ . Устойчивый снежный покров образуется в начале октября, мощность снегового покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра; в оврагах, распадках - до 3,0 м. Разрушение

устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой - южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра - 5-7 м/сек.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина зоны распространения многолетнемерзлых пород составляет 450-480 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р.Лодочная и др). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня, в это же время заканчивается ледоход и на Енисее (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

В орографическом отношении район месторождения занимает центральную часть Нижне-Енисейской возвышенности, рельеф которой представляет собой полого-холмистую заболоченную поверхность тундры и лесотундры, изрезанную многочисленными реками и изобилующую озерами. Абсолютные отметки рельефа, как правило, не превышают 50-100м. Болота по большей степени мохово-травянистые, I категории. Территория района покрыта мхами и лишайниками, мелкими кустарниками, а по берегам рек и озер растут лиственницы и карликовые березы. Деловой древесины в районе нет.

## **1.2. Геолого-геофизическая изученность**

На первом этапе нефтегазопроисковых работ (1935-1955 гг.) в северных районах Красноярского края проведен комплекс геофизических исследований (гравиразведка, магниторазведка, сейсморазведка МОВ и КМПВ), геологическая съемка, структурное бурение, был собран и обобщен значительный объем фактического материала по стратиграфии, тектонике и нефтегазоносности юрско-меловых отложений.

С 1956 года начался второй этап. В этот период была начата геологическая съемка масштаба 1:200000 в сопровождении колонкового бурения, и рассматриваемая территория была покрыта аэромагнитной съемкой. По данным сейсморазведки МОВ с привлечением

материалов гравиразведки были выявлены и исследованы в региональном плане структуры I порядка – Большехетский мегавал, Пендомаяхская впадина, Пакулинхиская моноклираль, и подготовлены к глубокому бурению ряд локальных поднятий. Непосредственно Ванкорское поднятие выявлено в 1971 году в результате проведения региональных сейсморазведочных работ МОВ, выполненных Муромской с/п 4/70-71(Казаис В.И), а в 1972 году также работами методом МОВ Ванкорской с/п 12/71-72 (Казаис В.И) поднятие было подготовлено под глубокое поисковое бурение по отражающим сейсмическим горизонтам I<sup>б</sup>, I<sup>д</sup>, II<sup>а</sup>.

Поисковое бурение на Ванкорской площади начато в 1988 году с целью поисков нефти и газа в отложениях нижнего мела. При бурении скважины Внк-1, заложенной в сводовой части Ванкорского поднятия, был получен аварийный фонтан газа. Открытыми в это время являлись отложения яковлевской, долганской, дорожковской и наоновской свит. В 1990 году были пробурены две поисковые скважины (Внк-4, Внк-6), по результатам испытаний которых из пластов Нх-I и Як-III-VII получены притоки нефти, а из пластов Дл-I-III и Нх-III-IV – притоки газа. Всё бурение, проведенное на площади в 1988-1992 гг., базировалось на структурных построениях, выполненных по результатам работ МОВ.

В процессе бурения с целью изучения литологии стратиграфии, коллекторских свойств пород, выявления в разрезе возможно продуктивных пород проводился отбор керн.

Керн отбирался колонковым снарядом «Недра» и бурильными головками типа K212, 7/80С<sub>3</sub>, СГ.

Отбор керн проводился в основном из меловых отложений долганской, яковлевской, и нижнехетской свит, а в последних пробуренных скважинах из отложений дорожковской, суходудинской свит. Кроме этого, в скважине Внк-11 отбор керн проведен из юрских отложений сиговской, малышевской и вымской свит.

Всего в скважинах с отбором керн пройдено 2675,7 м, длина поднятого на поверхность керн – 2080,72 м, вынос керн по месторождению составил в среднем 78% от проходки и 3,8 % от общей глубины скважин.

Максимальный отбор керн проведен из нижнехетской свиты (51,8%), из суходудинской свиты отбор керн производился в небольшом объеме (2,2%) из скважин СВн-1 и СВн-2, СВн-4.

Бурение на Ванкорском месторождении с 1992 по 2004 годы не проводилось.

За период с 1992 г. по 2002 г. проводились сейсморазведочные работы МОГТ, кратностью 48-72, плотность сейсмических профилей в сводовой части Ванкорского поднятия доведена до 1,12 км/км<sup>2</sup>. Обобщение имеющихся материалов МОГТ 2D и бурения позволило уточнить геологическое строение Ванкорского газонефтяного месторождения.

С момента оформления лицензионных соглашений на Ванкорский и Северо-Ванкорский участки, геологическое изучение территории выполняется в соответствии с «Программой освоения лицензионных участков».

С целью разведки залежей нефти и газа в меловых отложениях, получения данных для оценки запасов УВ по промышленным категориям, и выбору первоочередных объектов разработки пробурены:

- в 2004 году - одна поисково-оценочная скважина СВн-1 и две разведочные скважины Внк-10 и Внк-9;

- в 2005 году – две поисково-оценочных скважины (СВн-2, Вн-11), две разведочных (Внк-8, Внк-7) и два боковых горизонтальных ствола в разведочной скважине Вн-9;

- в 2006 году - три разведочных (Внк-12, СВн-3, СВн-4) и поисково-оценочные скважины Внк-20, Внк-14, Внк-14А с целью доизучения промысловых параметров газовой залежи в долганском продуктивном горизонте;

- в 2007 году - две разведочных скважины: Внк-13 с целью уточнения контуров залежей юго-западной части Ванкорского месторождения, получения прироста запасов нефти и газа по категории С<sub>1</sub> и Внк-15 с целью уточнения геологического строения юго-восточной части Ванкорского месторождения.

Скважины вскрыли продуктивные отложения долганской, яковлевской, суходудинской и нижнехетской свит. Скважина Внк-11 вскрыла юрские отложения до вымской свиты включительно.

В 2003-2005 гг. в пределах Ванкорского лицензионного участка выполнена сейсмическая съемка 3D на площади 370 км<sup>2</sup>, которая позволила существенно уточнить структурно-тектоническое строение месторождения.

По результатам поисково-разведочного бурения и сейморазведочных работ МГОТ-3D в 2003-2005 гг. три залежи в нижнехетской свите (Нх-III-южный блок, Нх-IV-южный блок, Нх-III-IV-северный блок) объединены в одну залежь - Нх-III-IV, выявлена новая нефтяная залежь в пласте Сд-IX, из группы пластов Як-II-VII выделена отдельная газонефтяная залежь Як-II, выявлена новая газовая залежь Як-I.

В интервале продуктивных отложений проводился комплекс детальных исследований в масштабе глубин 1:200: гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКП), каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), кавернометрия (ДС), микрозондирование (МКЗ), боковой (БК), микробоковой (МБК), индукционный (ИК), высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), боковое каротажное зондирование (БКЗ), акустические каротажи по времени и затуханию (АК). В отдельных скважинах (Внк-4, 5, 6)

выполнялся гидродинамический каротаж (ГДК). Отбор проб пластовых флюидов опробователями пластов на кабеле (ОПК) был проведен в скважинах Внк-4 и Внк-5. В скважинах Внк-1, 2, 6 проводился газовый каротаж.

В скважинах СВн-2, Внк-7 и Внк-11 фирмой Шлюмберже произведена регистрация следующего комплекса ГИС:

АИТ - многозондовый индукционный каротаж;

PEX (PlatformExpress) - платформа комплексного каротажа с регистрацией следующих кривых: ГК, ННК, ГГКп, ГГКс, ПС, ДС, МБК;

СМР - ядерно- магнитный каротаж в сильном поле;

ECS - прибор нейтрон-гамма спектрометрии.

MDT – модульный динамический пластоиспытатель на кабеле.

По состоянию на 01.01.2008 года всего на Ванкорском месторождении пробурено шесть поисковых, пять поисково-оценочных, десять разведочных скважин. Из первых пробуренных 6 поисковых скважин – четыре ликвидированы, две законсервированы. Все последующие пробуренные разведочные и поисково-оценочные скважины законсервированы как продуктивные на нефть и газ до ввода в фонд эксплуатационных, разведочная скважина Внк-15, находящая за контуром нефтегазоносности, законсервирована как гидрогеологическая до организации добычи нефти.

В соответствии с планом работ по освоению Ванкорского месторождения его разбуривание эксплуатационным фондом скважин началось в 2006 г., в соответствии «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения», подготовленной специалистами НК «Роснефть», Корпорацией «Шлюмберже Лоджелко Инк» и Компанией «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед»

## **2. Проектная часть**

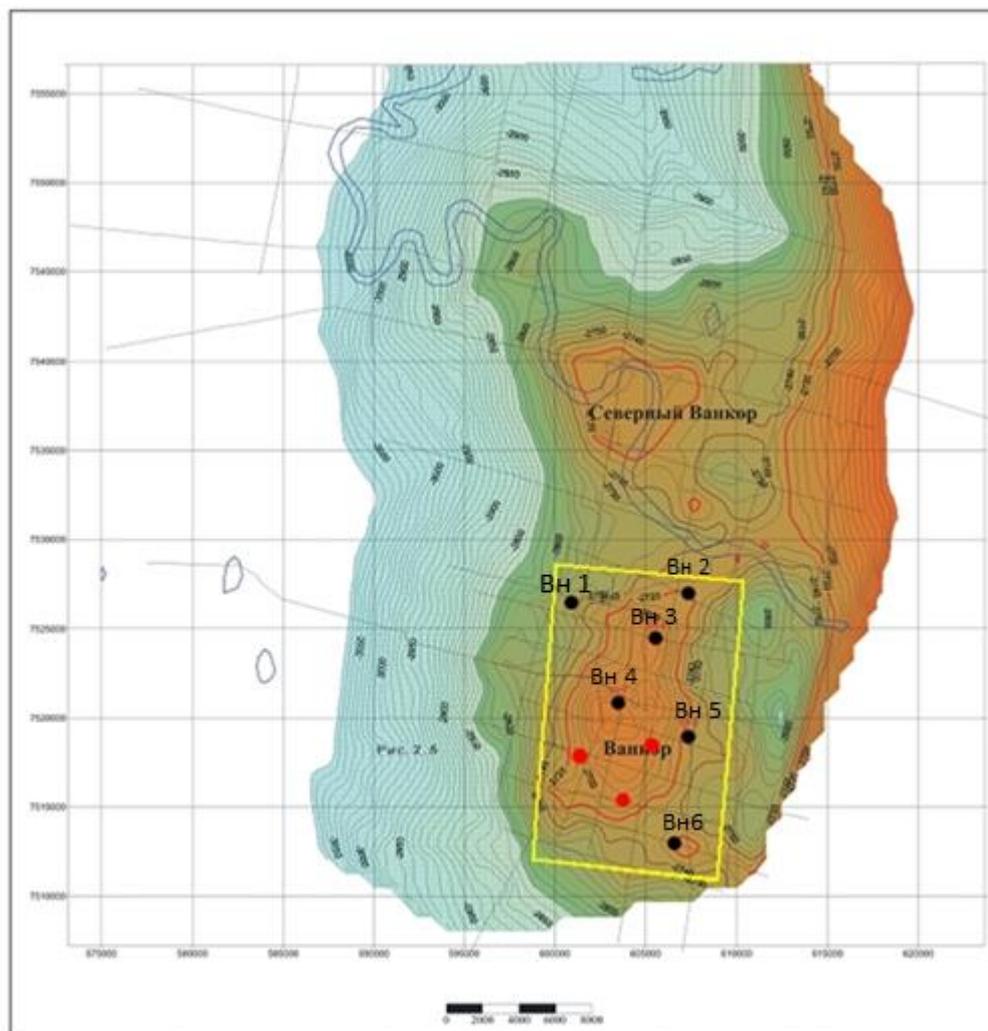
### **2.1 Выбор участка работ.**

Ванкорское месторождение было открыто в 1988 году.

Ванкорский проект с полным правом можно назвать интеграционным проектом развития Восточной Сибири и Дальнего Востока. Именно нефть Ванкора обеспечит заполнение первой очереди магистрального трубопровода Восточная Сибирь - Тихий океан и имеющего огромное значение для энергетической безопасности России и стран Азиатско-Тихоокеанского региона в целом. Освоение Ванкорского месторождения позволит воссоздать экономическое единство регионов России. Считается, что Ванкорское месторождение является одним из важнейших источников увеличения добычи нефти НК «Роснефть» в среднесрочной перспективе. Реализация Ванкорского проекта поможет всей российской экономике быстрее преодолеть последствия кризиса, стимулировать деловую инвестиционную активность не только в ТЭК, но и в других областях.

На Ванкорском месторождении проектируется создание 36 кустов. В среднем каждый куст будет состоять примерно из 12 скважин. ГИС, предусмотренные настоящим курсовым проектом, планируется провести на 4 кусте. В настоящее время на нем пробурено шесть скважин (Вн-1/2/3, Вн-4/6, Вн-5), и еще три - пробурить предстоит. (рис 1.10, 1.11)

Именно эти три скважины и будут являться объектами исследования для решения поставленных задач.



- Проектная площадь работ
- Проектные скважины
- Отбуренные скважины

Рисунок 2.1 – Структурная схема по кровле пласта Нх-Ш

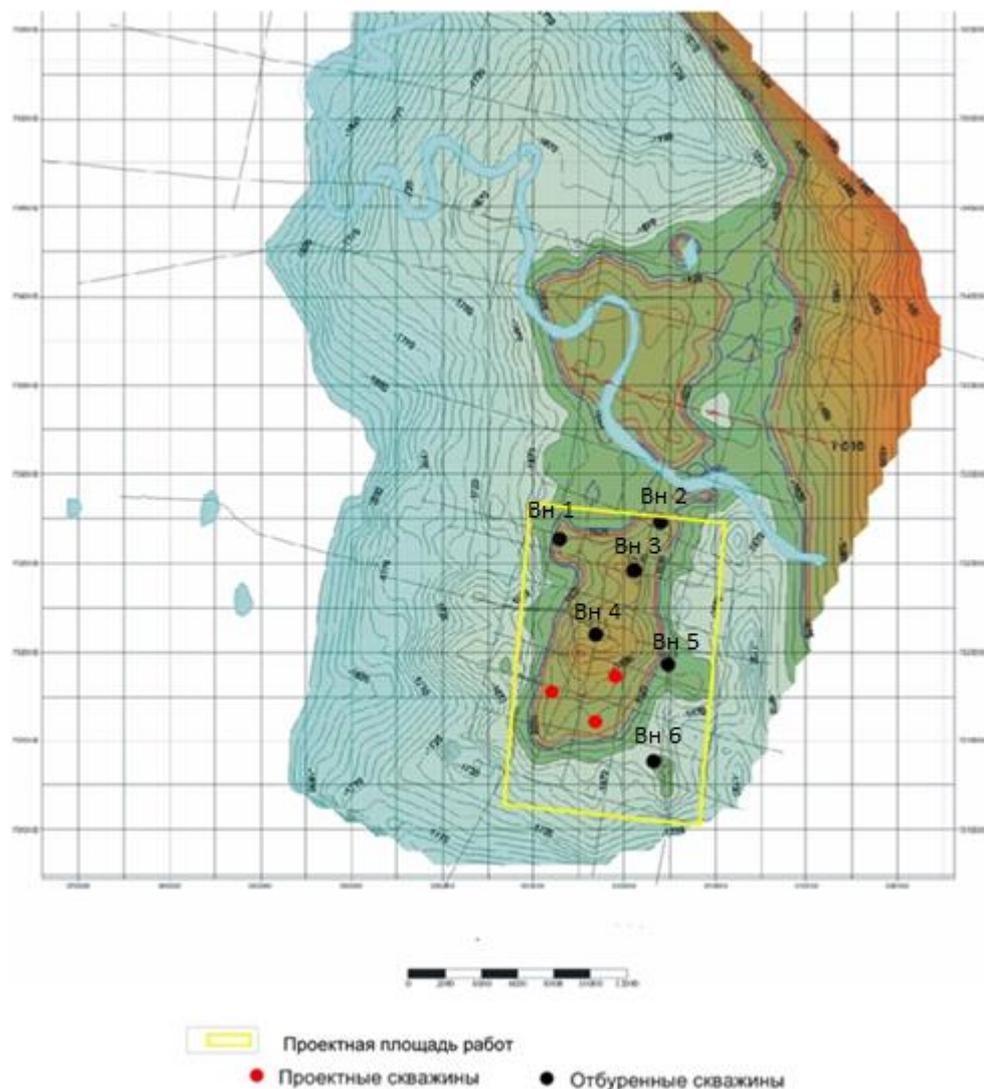


Рисунок 2.2 – Структурная схема по кровле продуктивного пласта Як I- III

Месторождение имеет три установленных этажа нефтегазоносности, каждый из которых состоит из одного или нескольких самостоятельных резервуаров: *долганский, яковлевский, нижнехетский*;

Продуктивные резервуары обладают хорошими характеристиками с точки зрения высокой эффективности освоения месторождения – хорошие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, высокие дебиты скважин (до 205 м<sup>3</sup>/сут. нефти), при том, что среднесуточный дебит в стране составляет всего 39,5 тонны. Также стоит отметить небольшую глубину залежей.

Следует отметить, что топографические работы, в сущности, будут заключаться в привязке по топографической сети места строительства скважины. Кроме того определяется альтитуды стола ротора. Это необходимо для привязки разреза к абсолютным отметкам уровня.

## 2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ.

Априорная физико-геологическая модель объекта исследования позволяет получить первоначальную информацию об объекте исследования, предусмотреть возможные осложнения в процессе работ и оптимальным образом выбрать методы геофизического исследования скважин для наиболее полного решения поставленных задач.

На этапе проектирования геофизических работ формируется априорная ФГМ искомого объекта и с её помощью определяется тактика и параметры геофизических наблюдений.

Создание физико-геологической модели основано на физических свойствах пород терригенного разреза. Благодаря этому можно схематически составить физико-геологическую модель разреза, с помощью которой можно проследить, как выделяются интересующие нас породы по данным ГИС, а также продумать комплекс геофизических исследований в скважинах с более точным расчленением разреза.

Обычно ФГМ включает: геологический разрез, данные методов ГИС и результаты их интерпретации. В ФГМ представлены глинистые образования, которые экранируют флюиды, песчаники, являющиеся потенциальными коллекторами, которые могут быть заполнены флюидом, а также плотные пласты и угли.

Плотные пласты (плотняки) характеризуются минимальной гамма-активностью 5-6 мкР/час, высоким значением НГКЗ-3,2 у.е. и высоким значением удельного электрического сопротивления 55-60 Ом\*м., высокими значениями плотности 2.45-2.7г/см<sup>3</sup>, и быстрыми временем пробега волны dT-190-210 мкс/м.

Уголь выделяется относительно высоким значением удельного электрического сопротивления 25-35 Ом\*м, небольшой гамма-активностью 1,5 – 3 мкР/час, низким значением НГК 1,3 у.е. и, низкими значениями плотности 1,2г/см<sup>3</sup> и значением dT- порядка 500 мкс/м.

Коллектора выделяются закономерным изменением сопротивления. В нефтенасыщенных породах только часть порового пространства занята водой, поэтому их удельное сопротивление больше, чем у пород водонасыщенных. Продуктивный песчаник от водоносного отличается повышением удельного сопротивления.

Глинистые образования выделяются высокими значениями по ГК в отличие от пористых песчаников. По ПС и НКТ глинистые участки выделяются низкими значениями.

Глинистость коллектора характеризуется показаниями по гамма-каротажу. Из анализа значений глинистости и проницаемости можно сделать заключение, что, чем больше глинистость коллектора, тем меньше его проницаемость. Так же, в общих случаях - чем

больше глинистость коллектора, тем больше значения по ГК. В большей степени это характеризуется тем, что глины сорбируют радиоактивные элементы и впоследствии по данным гамма-каротажа выделяются соответствующими аномалии.

В разрезе скважины продуктивные пласты выделяются в нижнехетской свите.

Пласт сложен продуктивными песчаниками с прослоями аргиллитов и плотными породами. Коэффициент пористости меняется от 15 до 30%.

Коэффициент проницаемости увеличивается (правда незначительно) в направлении нижней части продуктивной зоны: в верхней части 70-85 мд, в нижней порядка 85-90мд.

Коэффициент глинистости в продуктивной зоне меняется в пределах: 10-12% в верхней части и 17-25% в нижней части.

Коэффициент нефтегазонасыщенности принимает значение в пределах 60-65 в зоне коллекторов.

Можно наблюдать закономерность общую закономерность присущую продуктивным зонам. Коэффициент глинистости уменьшается при увеличении коэффициента пористости. Так же при увеличении коэффициента пористости увеличивается коэффициент проницаемости и коэффициент НГ насыщения.

Анализируя геофизические характеристики объекта изучения и на основе физических свойств пород терригенного разреза можно схематически составить физико-геологическую модель разреза, с помощью которой можно проследить, как выделяются интересующие нас породы по данным геофизического каротажа, а также продумать геофизические методы которые целесообразно применять для решения поставленных задач.(рис. 2.3, 2.4)

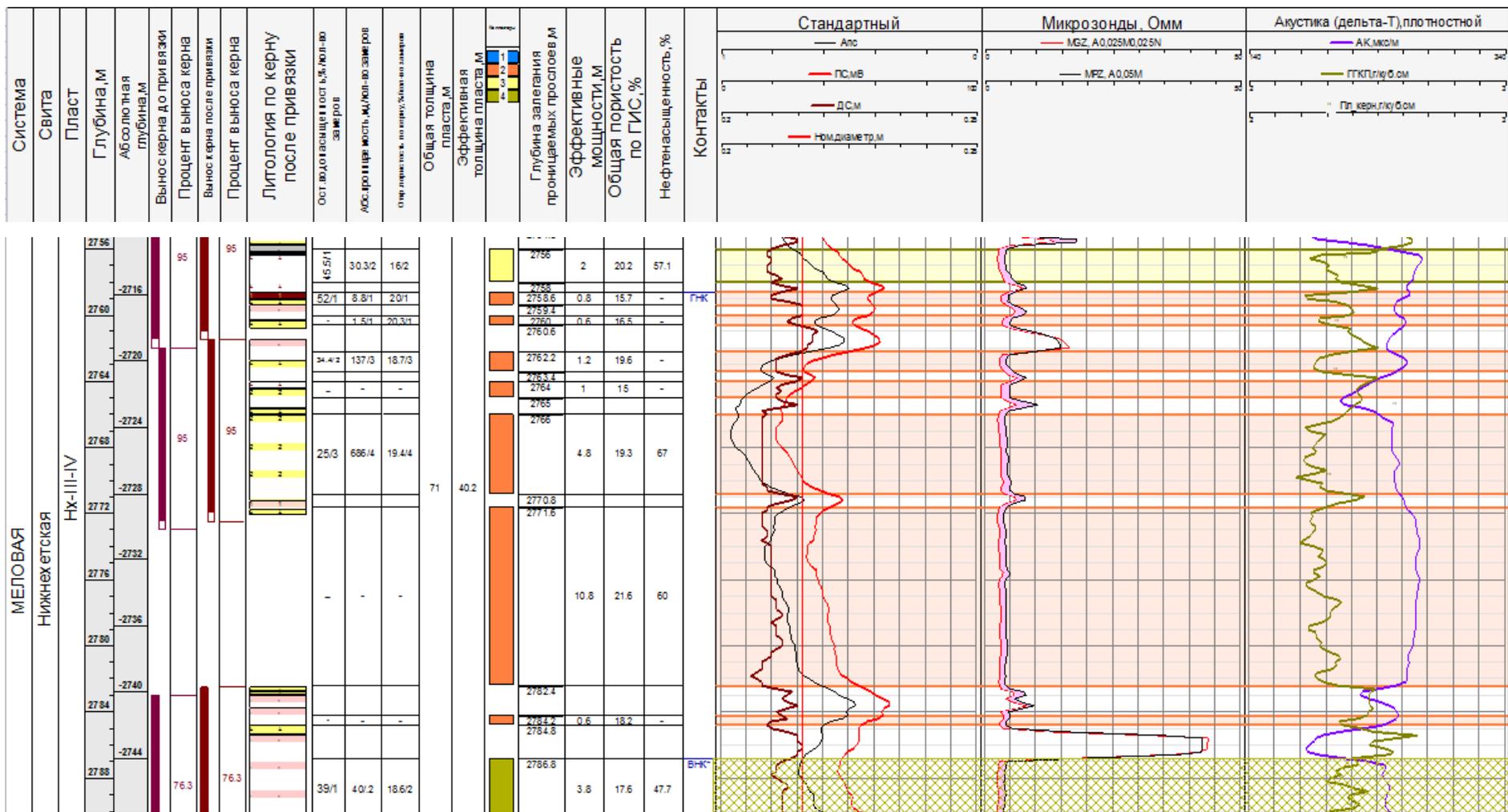


Рисунок 2.3 – Априорная ФГМ района работ на Ванкорском месторождение. Диаграмма каротажа в интервале 2756-2788 (м): ПС,ДС, Микрозонды, ГТКП, АК.

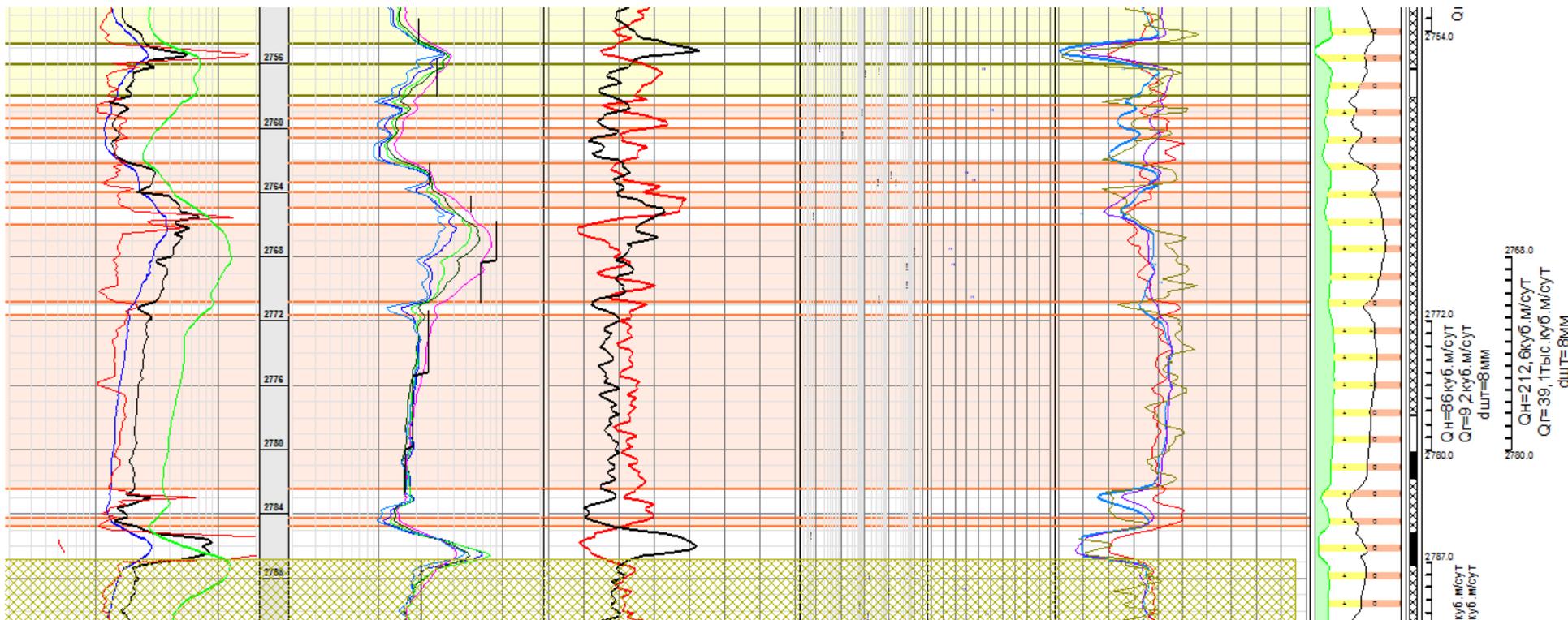
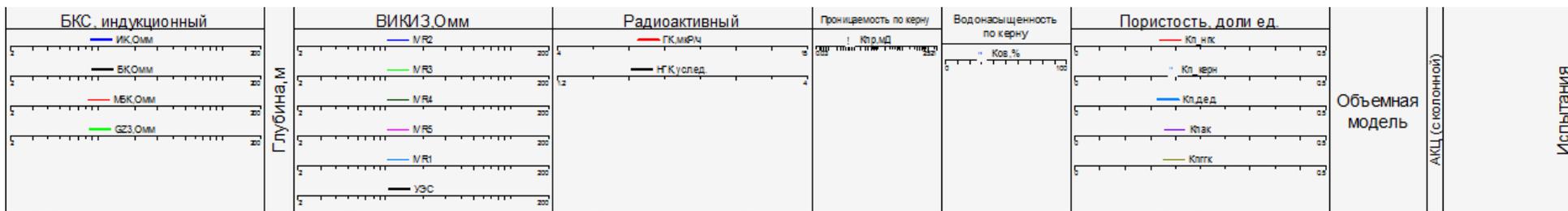


Рисунок 2.4 – Априорная ФГМ района работ на Ванкорском месторождении. Диаграмма каротажа в интервале 2756-2788 (м): БКС, ВИКИЗ, ГК, НГК, определение пористости

### 2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Исходя из геолого-технологических условий для решения задач, связанных с литологическим расчленением и корреляцией разрезов скважин выбран максимально возможный комплекс ГИС, способный решить поставленные задачи.

Для оценки перспектив месторождения необходимо решить такие задачи как:

- 1) Литологическое расчленение разреза скважины
- 2) Выделение пластов-коллекторов
- 3) Определение фильтрационно-емкостных свойств
- 4) Определение характера насыщения и местоположения ВНК, ГНК

*Литологическое расчленение.* Исследуемый разрез представлен преимущественно породами терригенного ряда песчаник – аргиллит. Породы данного ряда различаются, в основном, размером слагающих их частиц и, следовательно, размером и конфигурацией порового пространства. Наблюдается закономерное уменьшение, размера пор от песчаников к аргиллитам, при этом в этом же направлении уменьшается коэффициент пористости. При заполнении порового пространства минерализованной водой (на фоне пресного бурового раствора) такие горные породы весьма контрастно различаются по величине электрохимической активности, что обуславливает наибольшую информативность при решении задачи литологического расчленения *метода ПС*.

Величина удельного электрического сопротивления (УЭС), как известно, в наибольшей степени зависит от пористости. Пористость пород терригенного ряда изменяется в пределах 15 – 40 % при достаточно высокой минерализации пластовых вод, что приводит к весьма незначительной дифференциации сопротивлений песчаников – алевролитов – аргиллитов (Табл. 1.4). Низко пористые же горные породы (карбонизированные песчаники, известняки, угли и пр.) имеют УЭС практически на порядок выше и уверенно выделяются на диаграммах электрического каротажа (*КС, БК*).

В этом же направлении – от песчаников к аргиллитам - возрастает глинистость. Учитывая, что глина обладает наибольшей радиоактивностью среди осадочных пород она выделяется повышенными значениями гамма-каротажа. Карбонатные горные породы и чистые кварцевые песчаники обладают минимальной радиоактивностью.

Таким образом, для решения задачи литологического расчленения, в проектируемый комплекс должны быть включены методы ПС, КС и ГК.

*Выделение коллекторов.* При вскрытии коллекторов с гранулярной пористостью при бурении на глинистом буровом растворе образуется глинистая корка (уменьшение диаметра – кавернометрия) и зона проникновения, которая приводит к радиальному изменению

сопротивления. Эти два признака (уменьшение диаметра скважины и радиальное изменение сопротивления) являются прямыми признаками наличия проницаемых горных пород. Диаметр скважины измеряется кавернометрией, а радиальное изменение сопротивления **МКЗ, БК+МБК БКЗ и ВИКИЗ**.

Для выделения коллекторов в рекомендуемый комплекс должны быть включены **кавернометрия и БК+МБК**.

*Определение фильтрационно-емкостных свойств:*

*Глинистость.* Количество глинистых частиц (глинистость) определяет два физических параметра. Во первых, это электро-химическая активность, поскольку при увеличении глинистости увеличивается вклад адсорбционной составляющей и, соответственно, увеличивается потенциал. Во вторых, увеличение глинистости увеличивает гамма активность горных пород. Остальные физические свойства связаны с глинистостью менее однозначно и для ее определения требуется знание большого количества информации, что приводит к большим погрешностям.

Таким образом, для определения глинистости в проектируемый комплекс должны быть включены **метода ПС и ГК**

*Пористость* существенно влияет практически на все физические свойства. Так при ее увеличении закономерно снижаются плотность, скорость упругой волны, удельное электрическое сопротивление, электро-химическая и гамма активности.

Наиболее тесные корреляционные связи наблюдаются между:

пористостью и интервальным временем  $\Delta T$ ;

пористостью и плотностью;

пористостью и водородосодержанием.

Таким образом, для определения пористости в проектируемый комплекс должны быть включены **метода АК, ГГКП и ННК**.

*Проницаемость* непосредственно зависит от относительной или объемной глинистости. Так как в расчетах для определения глинистости использовалась зависимость относительной глинистости  $\eta_{гг}$  и относительной амплитуды кривой собственной поляризации пород  $\alpha_{ПС}$  (глава 1.5), определение проницаемости становится возможным при помощи **методами ПС и ГК**.

*Определение характера насыщения и местоположения ВНК, ГНК.* По величине удельного электрического сопротивления определяется характер насыщения. Сопротивления пластов-коллекторов заполненных водой меньше, чем у пластов заполненных нефтью или газом, тем самым на диаграммах электрического каротажа, можно легко отделить нефть или

газ от воды. Для определения характера насыщения приведено сопоставление  $\alpha_{\text{nc}}$  и удельного электрического сопротивления по **ИК** (рис 1.8; 1.9.)

При равном водородосодержании пласта-коллектора интенсивность ГИРЗ выше в насыщенной минерализованной водой части пласта по сравнению с нефтенасыщенной.

Газоводяной контакт (ГВК) в скважинах устанавливается за счет определения водородосодержания. Увеличение показаний метода **НГК** указывает на наличие ГВК.

*Определение коэффициента насыщения.* Коэффициент водонасыщенности определяется по значениям сопротивления пласта, которое определяется методами **БКЗ** и **ВИКИЗ**.

Проектируемый комплекс ГИС включает методы:

- электрометрии (ПС, БКЗ, БК, МБК, ИК, ВИКИЗ),
- радиометрии (ГК, НГК, ГГК<sub>п</sub>),
- акустического метода (АК),
- кавернометрии,
- инклинометрии, - резистивиметрии.

#### 2.4. Методика и техника геофизических исследований скважин

Геофизические исследования скважин на Ванкорском месторождении будут проводиться согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01»,. Охрана труда и техника безопасности будет осуществляться согласно "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" Москва 1993г., " Положением об организации работ и охране труда на геофизических предприятиях " Уфа 1992 год, " НРБ-76 " и "ОСП-72" Москва 1988 год.

Выбор методики и аппаратуры основывался на геофизической изученности по результатам предыдущих работ.

Исходя из поставленной задачи предусматривается проведение следующего комплекса работ:

Таблица 2.1 – Выбор методов и аппаратуры

Метод	Аппаратура	Тип зонда	Размер зонда, м
1	2	3	4
ГК, НГК	ДРСТ-1 ДРСТ-3-90 СРК		0,6
ГГК <sub>п</sub>	РГП-2	ГГК <sub>п</sub> большой ГГК <sub>п</sub> малый	0,4 0,28

Продолжение таблицы 2.1

АК	СПАК-4, СПАК-6		0,4 1,2
БК	ТБК-3	3 <sup>х</sup> электродный БК	
МБК, ПС	АБКТ		
ИК	АИК-4	8И1,4	
БКЗ	КСП-1, КСП-2	A0,4M0,1N	0,45
		A1,0M0,1N	1,05
		A2,0M0,5N	2,25
		A4,0M0,5N	4,25
		A8,0M1,0N	8,50
ВИКИЗ	АИК	R <sub>0</sub> K_ИК1	0,5
		R <sub>0</sub> K_ИК2	0,7
		R <sub>0</sub> K_ИК3	1,0
		R <sub>0</sub> K_ИК4	1,4
		R <sub>0</sub> K_ИК5	2,0
Кавернометрия	СКО, СКП-1		
Инклинометрия			
Резистивиметрия			

Проведение геофизических исследований и работ предусматривает последовательное выполнение операций, обеспечивающих получение первичных данных об объекте исследований, которые пригодны для решения геологических, технических и технологических задач на количественном и качественном уровнях, и включает в себя:

1. выбор скважинного прибора или состава комбинированной сборки приборов (модулей);
2. тестирование наземных средств и приборов;
3. формирование описания объекта исследований;
4. полевые калибровки скважинных приборов перед исследованиями;
5. проведение спуско-подъемных операций для описания первичных данных;
6. полевые калибровки приборов после исследований.

Выполнение операций фиксируется файл-протоколом, который формируется регистратором компьютеризированной каротажной лаборатории без вмешательства оператора и содержит данные по текущему каротажу: номер спуско-подъемной операции, наименования и номера приборов и сборки, время начала и завершения каждого замера.

Выбор скважинного прибора или сборки приборов определяется:

1. совместимостью методов ГИС при их одновременной реализации;
2. конструктивными возможностями соединения различных модулей в одной сборке;
3. скоростями регистрации данных приборами отдельных методов.

Состав сборок определяется совместно недропользователем и геофизическим предприятием с учетом геолого-технических условий в скважинах различного назначения и указывается каротажной партии (отряду) в наряд-заказе на проведение исследований и работ.

Описательная часть (заголовок) исследуемого объекта должна содержать следующую информацию:

1. наименование недропользователя и производителя работ;
2. дату проведения и сведения об объекте исследований, включая название месторождения (площади), номер и категорию скважины, ее альтитуду, интервал исследуемых глубин, назначение исследований (промежуточные, окончательные, привязочные);
3. геолого-технические условия в скважине – номинальный диаметр скважины, ее общую глубину (глубину промежуточного или искусственного забоя), диаметр и глубину спуска последней обсадной колонны, диаметр и положение башмака НКТ;
4. тип лубрикатора и устьевое давление при проведении ПГИ;
5. тип и свойства жидкости, заполняющей скважину;
6. типы и номера каротажных подъемника и лаборатории (регистратора), сведения о геофизическом кабеле – его типе, длине, ценах контрольных и последней магнитных меток;
7. конструкции сборок приборов и самих приборов, включая их типы и номера;
8. используемые источники радиоактивных излучений и места их размещения в приборе;
9. положения точек записи отдельными модулями относительно головки сборки и точки начала отсчета глубин;
10. шаг квантования и скорость записи;
11. фамилии должностных лиц, выполнивших исследования.

Последовательность действий при проведении спуско-подъемных операций и регистрации первичных данных должна обеспечить безопасный спуск и подъем приборов и их сборок в скважине и проведение измерений во время подъема, если технология работы с данным скважинным прибором или технология решения конкретной задачи не предусматривает других вариантов.

Для выполнения данного комплекса работ будет использоваться аппаратура серийного производства.

Методы электрического сопротивления будут проводиться аппаратурой АБКТС компьютерезированной станцией ТЛС. Аппаратура обеспечивает измерение удельного электрического сопротивления горных пород с размерами установок:

*Стандартный каротаж* выполняется прибором АБКТ. Масштаб записи кривой ПС 12,5-25 мВ/см, КС-5 Ом\*м/см. Скорость регистрации 2000-2500 м/ч.

*БКЗ* выполняется 5 зондами с размерами: А0.4М0.1N, А2М0.5N, А4М0.5N, А8М1N, N0.5М2N. Применяемая аппаратура –АБКТ, в продуктивных интервалах с сохранением единого масштаба записи, равного масштабу записи стандартным зондом – 5 Ом\*м/см. Скорость записи – 1350 м/час.

*БК (боковой каротаж)* выполняется трехэлектродным зондом. Регистрация кривых КС осуществляется в логарифмическом масштабе. Проводился в интервале глубин БКЗ приборами К-3, Э-1. Скорость записи 1350 м/час.

*МКЗ (микрокаротажное зондирование)*. Микрозондирование выполняется при помощи прибора микрокаротажа КЗА-723. Масштаб записи 2,5 Ом/см.

*Индукционный каротаж (ИК)*. Масштаб записи ИК – 20 мСм/м/см, аппаратура ИК-100, ПИК-1М, АИК-4, зонды 8И1.6, скорость записи 2000-2500 м/ч. Качество первичных материалов, в основном, удовлетворительное.

*Гамма- каротаж (ГК)*. Выполняется аппаратурой ДРСТ-1 ДРСТ-3-90, СРК, скорость записи 180 м/ч при  $\tau = 6$  сек. В качестве индикаторов в канале ГК использовались кристаллы NaI (Тl); Единицы измерения – [мкР/ч].

*Нейтронно-гамма каротаж (НГК)*. Выполняется аппаратурой РК 5-76. Масштаб записи НКТ – 0,1-0,45 усл.ед./см.

*Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-II)*. Выполняется аппаратурой СГП2. Диапазон измерения  $1.7 \times 10^3$  до  $3.0 \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup>

*Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ)*. Выполняется зондовый комплексом состоящим из 5 зондов разной длины. Диапазон определения УЭС, Ом\*м 1-200.

*Акустический каротаж (АК)*. Акустический каротаж выполняется аппаратурой СПАК-4 (зонд И20.5И11.5П) и СПАК-6 (зонд И20.4И11.2П), скорость регистрации 800-1000 м/ч.

*Кавернометрия (КВ)*. Выполняется в скважине в интервале БКЗ. Запись кавернограмм проводилась приборами СКП, СКП-1. Масштаб записи 2 см/см, скорость записи 1800-2000м/ч. Качество материала хорошее.

*Инклинометрия* выполняется гироскопическими инклинометрами при подъеме через 10м, затем строится план и профиль скважины.

*Резистивиметрия* выполняется скважинными резистивиметрами. Масштаб записи – 1 Ом/см, скорость регистрации – 1350 м/час.

Для спуска и подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник каротажный на базе Урал – 4320 – ПК – 3.5. Лебедка подъемника рассчитана на 5000 м трехжильного, бронированного геофизического кабеля.

Кабель будет размечаться магнитными метками через 10 м, двойными – через 100 м и контрольными тройными – через 500 м, с помощью стационарной установки УРС – 1010.

## 2.5. Метрологическое обеспечение проектируемых работ

К геофизическим исследованиям в скважинах допускается аппаратура и скважинные приборы, прошедшие проверку в базовых метрологических центрах. Проверка скважинной аппаратуры производится в соответствии с действующими нормативными документами на геофизическую аппаратуру и другими руководящими документами по проведению каротажа.

Для обеспечения точности в решение поставленных задач измерений, необходимого набора эталонов, по которым можно настроить аппаратуру, имеющиеся в геофизическом предприятии, и по отклонению значений от которых можно судить о погрешности измерений или преобразований. Создание эталонов входит в систему метрологического обеспечения геофизических исследований скважин. Эта система является частью государственной системы единства измерений, в том числе применяемых при ГИС.

Целью любого измерения является определение истинных значений постоянной или изменяющейся измеряемой величины — количественной оценки величины в виде некоторого числа принятых для нее единиц. Результат измерения записывается в виде уравнения:

$$V=b[V], \quad (2.1)$$

где  $V$  — измеряемая величина;

$b$  — числовое значение;

$[V]$  — единица физической величины.

Это уравнение называют основным уравнением измерения.

Истинным значением величины называют то значение физической величины, которое идеальным образом отражало бы в качественном и количественном отношениях соответствующее свойство объекта. Какими бы точными СИ не пользовались, истинного значения получить не удастся. Можно только в большей или меньшей степени приблизиться к нему. В практике измерений вместо истинного значения пользуются действительным значением, т.е. значением величины, найденным экспериментальным путем и настолько приближающимся к истинному значению, что для данной цели это значение может быть использовано вместо истинного.

### *Основные технологические процедуры метрологического обеспечения ГИС.*

Контроль нормированной точности используемых при ГИС средств измерений составляет основное содержание практической деятельности метрологической службы и реализуется в виде специальных технологических процедур метрологического обеспечения.

В общем случае к стандартным метрологическим процедурам относятся операции, выполняемые специалистами метрологических служб с использованием образцовых средств измерений по специальным технологиям, регламентированными нормативно-техническими документами: градуировка, поверка, калибровка СИ.

#### *Градуировка*

Измерительному прибору или преобразователю соответствует определенная функциональная зависимость между входной величиной и выходной величиной:  $y=f_u(x)$ , которая называется истинной функцией преобразования.

При построении градуировочных характеристик выполняют совместные измерения величин на входе и выходе СИ. Обычно измеряют несколько входных величин  $x_1, \dots, x_m$  и соответствующие выходные величины  $y_1, \dots, y_m$ , где  $y_i=f_u(x_i)$ . По этим экспериментальным данным строят градуировочную характеристику  $y=f(x)$ . Полученную градуировочную характеристику фиксируют и затем используют для оценивания значений входных величин по выходным.

Градуировочные характеристики средства измерения могут быть представлены в аналитическом виде (формулой), либо в виде графика или таблицы.

#### *Поверка*

Поверкой средств измерений называют совокупность действий, выполняемых для определения и оценки погрешностей средств измерений с целью выяснить, соответствуют ли их точностные характеристики регламентированным значениям и пригодно ли средство измерений к применению.

Различают первичную, периодическую и внеочередную поверки средств измерений.

Первичную поверку проводят при выпуске средств измерений в обращение из производства и ремонта. На средство измерений, проверенное при выпуске или после ремонта, выпускающей или ремонтирующей организацией выдается аттестат, содержащий результаты поверки и сведения о годности данного средства измерений.

В практике ГИС первичной поверке могут подвергаться СИ при их входном контроле на предприятие.

Периодическая поверка проводится при эксплуатации и хранении средств измерений через определенные межповерочные интервалы, установленные при государственных

испытаниях СИ или при их метрологической аттестации. При эксплуатации СИ межповерочные интервалы могут быть скорректированы.

Внеочередная поверка выполняется при эксплуатации (хранении) средств измерений вне зависимости от сроков периодической поверки, когда необходимо удостовериться в исправности средств измерений. К внеочередной поверке может быть отнесена так называемая рабочая поверка аппаратуры для ГИС, осуществляемая непосредственно перед выездом на скважину.

Поверку СИ выполняют с использованием образцовых средств измерений и в соответствии с нормативно-технической документацией, регламентирующей методику поверки.

Обычно методика поверки включает следующие основные операции: подготовку к поверке, проведение поверки (внешний осмотр, опробование, определение метрологических параметров), обработку результатов измерений и определение годности СИ к эксплуатации, оформление результатов поверки.

#### *Калибровка*

Под калибровкой понимают установление и контроль стабильности функции преобразования измерительного канала ГИС и масштабирование выходного сигнала в единицах измеряемого параметра.

В качестве средств калибровки используют эквивалентные меры (имитаторы) измеряемого параметра, воспроизводящего фиксированные его значения в одной или нескольких точках диапазона. Конструктивно калибраторы могут быть выполнены в виде отдельных устройств, как правило, транспортабельных, либо входят в состав средства измерений в виде встроенных элементов, подключаемых в процессе калибровки в измерительную цепь.

Номинальное значение меры, воспроизводимой калибратором, устанавливают в процессе периодической поверки одновременно с проверкой годности поверяемого средства измерений.

Первый этап калибровки измерительного канала проводится во время внеочередной поверки аппаратуры перед выездом на скважину. При этом фиксируется значение меры, воспроизводимой калибратором, которое не должно отличаться от ее номинального значения, установленного при последней периодической поверке, более, чем на величину основной погрешности.

Вторым этапом калибровки является проведение измерений меры, воспроизводимой калибратором на скважине, непосредственно перед проведением ГИС. Результаты измерений при этом должны воспроизводить значение меры с погрешностью, не более суммы основной

и дополнительной погрешности, вызванной отличием условий калибровки на скважине от нормальных.

После окончания измерений в скважине проводят третий — заключительный этап калибровки. Вновь измеряют рабочим СИ значение воспроизводимой калибратором меры и сравнивают результат с аналогичным, полученным на предыдущем этапе калибровки. Расхождение результатов при стабильной работе аппаратуры не должно превышать допустимых значений.

При использовании встроенных калибраторов контроль стабильности работы аппаратуры может производиться и в процессе измерения в скважине.

Результаты калибровки документируются, приобщаются к результатам измерения в скважинах и являются обязательным отчетным документом.

## **2.6 Интерпретация геофизических материалов**

Полученный на скважине материал сдается в КИП, который в дальнейшем интерпретируется для получения конечного результата работы.

Интерпретация данных ГИС призвана решать широкий круг геологических задач, основные из которых:

1. общие геологические (расчленение разреза, уточнение литологии, выделение коллекторов);
2. оценка фильтрационных-емкостных характеристик коллекторов (определение коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности);

Основная информация, которая должна быть получена посредством обработки и интерпретации данных ГИС - это определение трех наиболее важных фильтрационно-емкостных характеристик пород: коэффициента пористости  $k_p$ , коэффициента глинистости  $k_{гл}$ , коэффициента нефтенасыщенности  $k_n$  или  $k_v$  - коэффициента водонасыщенности.

### *Литологическое расчленение и выделение коллекторов*

Выделение коллекторов и литологическое расчленение основанно на различии физических свойств литотипов и однозначности их выделения по прямым и косвенным признакам на диаграммах ГИС.

Глинам и глинистым породам соответствуют максимальные величины на кривых ПС, высокие ГК и низкие НКт, низкие значения УЭС (БК, БКЗ) и высокие ИК(по проводимости). Плотным породам соответствуют низкие значения ГК, высокие значения НГК и данные электрического каротажа.

Отличительными признаками коллекторов являются: отрицательные аномалии ПС, наличие глинистой корки на кривой каверномера и положительные приращения показаний МПЗ над МГЗ по микрозондам, а также радиальные изменения величин кажущегося сопротивления -  $r_k$  по кривым разноглубинных электрических методов (от малых зондов БКЗ до ИК). Другими признаками коллекторов являются низкие значения ГК, средние и повышенные – НГК.

#### *Определение $\alpha$ ПС*

Для геологической интерпретации диаграмм ПС используются относительные значения определяемые по методу двух опорных пластов:

$$\alpha_{\text{ПС}} = U / U_{\text{max}}, \quad (2.2)$$

где  $U$  — статическое отклонение потенциала ПС против пласта;

$U_{\text{max}}$  — максимальное значение в изучаемом участке разреза.

В качестве условной “нулевой линии”, от которой отсчитывались отклонение кривой ПС, используется “линия глин”, которая для ряда скважин интервалов разреза Ванкорского месторождения практически сохраняется стабильной. Значения  $U_{\text{max}}$  в обрабатываемых скважинах будут использоваться против водонасыщенных пластов.

Одновременно или при отсутствии в скважине чистых (неглинистых) водоносных пластов для задания потенциала самопроизвольной поляризации неглинистого пласта — “линии песков” — будут рассчитываться теоретические показания СП:

$$U_{\text{max}} = -K_{\text{СП}} \cdot \lg(R_{\text{ф}}/R_{\text{в}}) \cdot K_t, \quad (2.3)$$

Где  $K_{\text{СП}} = 70$  мВ (при  $t = 20^\circ\text{C}$ ),

$R_{\text{ф}}$  — удельное сопротивление фильтрата бурового раствора (исходное значение  $c$  уточняется по зондам БКЗ);

$R_{\text{в}}$  — удельное сопротивление пластовой воды;

$K_t$  — поправка за температуру пласта:

$$K_t = (273 + t_{\text{пл}})/293, \quad (2.4)$$

Где  $t_{\text{пл}} = 88^\circ\text{C}$  в пределах глубин объектов подсчета.

В случае, если расчетные значения  $U_{\text{max}}$  существенно превышают фактическое, то для определения  $\alpha$  ПС используются расчетные значения. В подавляющем большинстве скважин использовались фактические значения  $\alpha_{\text{ПС}}$ .

При необходимости в значения  $\alpha_{\text{ПС}}$  будут вноситься поправки за конечную мощность и сопротивление пласта и вмещающих пород по программе *PAL*, которая использует табулированные палетки поправочных коэффициентов для диффузионно-адсорбционного потенциала,  $\alpha_{\text{ПС}} > 0,6$ .

### *Определение удельного электрического сопротивления (УЭС)*

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) горных пород является важнейшим геофизическим параметром для выделения продуктивных пластов.

Вопросы определения УЭС пластов с толщинами  $H_{пл}$  более 2 метров в настоящее время решаются удовлетворительно по комплексу стандартных методов - зондов БКЗ, БК и фокусированных зондов ИК. В условиях тонкослоистого разреза с прослоями плотных пород могут быть допущены (и допускаются) значительные погрешности при определении УЭС.

Изучение разреза скважины по конкретному геофизическому параметру связано с формированием графа для решения следующих задач:

- определение границ пластов по одной кривой (или по комплексу кривых ГИС) с учетом (или без учета) опорных границ (или границ "коллектор-неколлектор");
- укрупнение или детализация расчленения разреза на основе использования опорных границ или по заданному критерию;
- определение существенных значений (отсчетов) против выделенных пластов;
- исправление отсчетов для приведения к условиям их использования в рамках имеющихся программ для определения конкретного геофизического параметра;
- определение значений геофизического параметра (УЭС);
- оценка качества результатов определения значений геофизического параметра.

Точность оценки УЭС может быть повышена использованием при интерпретации моделей сред, одновременно учитывающих слоистость и наличие зоны проникновения.

Выбор оптимальной компьютерной технологии оценки УЭС зависит как от параметров программного обеспечения, так и от характеристик изучаемых объектов по сопротивлению.

В ряде случаев коллекторы характеризуются неполным набором перечисленных признаков, и напротив, признаки коллекторов могут соответствовать низкопроницаемым породам.

При  $\alpha_{пс}$  0,2-0,35 пласт считается не коллектором и не рассматривается с целью определения насыщения и притока; при  $\alpha_{пс}$  0,35 – 0,60 пласт определяется как песчаник глинистый; при  $\alpha_{пс}$  0,60-1,0 пласт относят к слабоглинистому или чистому коллектору, способному отдавать жидкость или газ.

На основе разработанной методики была выполнена комплексная интерпретация данных ГИС для выделения границ прослоев коллекторов и оценки УЭС по зондам бокового и индукционного каротажа.

### *Определение глинистости, пористости*

Анализ данных ГИС и физических параметров пород-коллекторов по керну позволил определить основную петрофизическую модель – продуктивные отложения сложены терригенными песчано-глинистыми коллекторами с кварцево-полевиковым скелетом, весовая доля рассеянного глинистого материала в составе порового пространства не превышает 20%, образцы представлены тонким переслаиванием глинисто-алевритистых и песчаных разностей.

Для определения объемной глинистости использовалась связь между относительной и объемной глинистостью и далее между весовой и объемной.

В данном частном случае решение упрощается, поскольку в предыдущем отчете по подсчету запасов от 2004 г обоснована взаимосвязь глинистости  $K_{гл}$  коллектора с  $A_{пс}$  (1.4 глава). Расчетные формулы были взяты из главы 1.5.

Для определения пористости коллекторов *яковлевской свиты* использовалась зависимость интервального времени от пористости, полученная по результатам исследования керна в условиях, моделирующих пластовые, которая описывается уравнением:

$$\Delta T = 6,17K_{п} + 162,76, \quad (2.5)$$

Где:  $K_{п}$  – открытая пористость по керну, %

Пористость в отложениях *нижнехетской свиты* определялась по зависимости интервального времени от пористости коллекторов, полученной по данным исследования керна в условиях, приближенных к пластовым, согласно уравнениям:

$$\Delta T = 5,71K_{п} + 165 \text{ (Нх-I)}, \quad (2.6)$$

$$\Delta T = 4,60K_{п} + 169 \text{ (Нх-III-IV)}. \quad (2.7)$$

#### *Определение ФЕС коллекторов*

Расчет  $K_{нч}$  чистых коллекторов и с рассеянной глинистостью осуществляется либо по кривой зависимости  $R_n = f(k_v)$  либо по формуле, представляющей аналитическое выражение этой зависимости:

$$K_{в} = 1 - K_{нч} \quad (2.8)$$

Значение  $r_n$  устанавливают по данным БКЗ или комплексу разнотипных зондов (ИК, БК, обычные зонды).

Для пластов *нижнехетской свиты* соответствующие уравнения имеют вид:

$$R_n = 1,061K_{в}^{-1.7583}, \quad (2.7)$$

$$R_{п} = 1,3237K_{п}^{-1.659}, \quad (2.7)$$

Значение  $K_{н}$  вычислялось для нефтенасыщенного пласта по формуле:

$$K_{н} = 1 - K_{в}, \quad (2.7)$$

где  $K_v$  – водонасыщенность.

Для газонасыщенного пласта значение газонасыщенности  $K_g$  определялось формулой:

$$K_g = 1 - K_v - K_{он},$$

$K_{он}$  – остаточная нефтенасыщенность газовой шапки, принята по данным исследования керна экстагированием.

Величина  $K_{он}$  для газовых шапок пластов Як-III-VII яковлевской и Нх-III-IV нижнехетской свит составила 7,1% и 6,4% соответственно.

Величину  $\rho_v$  оценивают по результатам химического анализа пластовых вод. При его отсутствии или изменчивости минерализации пластовой воды по площади эта величина определяется по ПС.

По результатам комплексной интерпретации геофизических исследований, включающее определение фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения коллекторов составляется отчет, который будет передан заказчику.

### 3. Специальная часть

#### 3.1 Геолого-геофизические характеристики переходных зон нефтяных пластов по данным электрического и электромагнитного каротажа

Выявления и изучения переходной зоны по данным электрического каротажа (ЭК) и электро-магнитного каротажа (ЭМК) в разрезе скважины должны быть обязательной операцией интерпретации данных ГИС как надежный признак нефтеносности пересеченного пласта. К сожалению, такая рекомендация нечетко излагается в литературе. Данная часть ВКР более наглядно раскрывает вопросы геолого-геофизических характеристик, методик выделения и изучения переходных зон нефтяных пластов.

Электрический и индукционный каротаж скважины, вскрывающей переходную зону нефтяного пласта, обеспечивают получение важной для изучения нефтяной залежи информации:

- Наличие переходной зоны (ПЗ) в разрезе скважины является наиболее надежным и достаточным признаком нефтенасыщенности вскрытого пласта песчаника.

- Только в пересечении переходной зоны нефтяного пласта (ПЗ) могут быть непосредственно определены глубины водонефтяных контактов ВНК1 и ВНК2.

- Глубины ВНК1 и ВНК2, определенные в переходной зоне, дают возможность разделить вскрытый скважиной нефтяной пласт с переходной зоной по степени подвижности насыщающих его нефти и воды на три части.

Нефтяные залежи (пласты) в разрезе скважин разделяются на 3 части (зоны), включая водоносную часть (ОВ). Переходной зоной нефтяной залежи считается ее средняя часть, в которой нефтенасыщенность изменяется (увеличивается) кверху от значения в водоносной части ( $k_{нв} \approx 0$ ) до предельного значения  $k_{н.пр}$  в верхней нефтеносной (предельно нефтенасыщенной) части залежи (Н) (пласта). Основным фактором изменения коэффициента нефтенасыщенности в переходной зоне является взаимодействие капиллярных и гидравлических сил на границе нефть-вода в порах коллектора. Гидравлическая сила связана с разностью удельного веса пластовой воды и нефти ( $d_v - d_n$ ).

Основными параметрами, характеризующими переходную зону нефтенасыщенности, являются:

- удельное электрическое сопротивление (УЭС), плавно изменяющееся с высотой  $\rho_{пз}$ , [Ом\*м];

- градиент сопротивления переходной зоны  $C$ , [Ом];

- толщина переходной зоны  $h_{пз}$ , [м];

- толщина пласта-коллектора, вмещающего нефтяную залежь,  $h_{пл}$ , [м].

Величина  $\rho_{пз}$  в переходной зоне изменяется плавно, практически по прямолинейному закону (рисунок. 3.1). В связи с этим величина градиента сопротивления в ней постоянная ( $C \approx \text{const}$ ) и определяется по формуле:

$$C = \rho_{пз1} - \rho_{пз2} / Z_{пз1} - Z_{пз2}, \text{ Ом} \quad (3.1)$$

Где  $\rho_{пз1}$  и  $\rho_{пз2}$  -  $\rho_{пз}$  соответственно на глубинах  $Z_{пз1}$  и  $Z_{пз2}$  переходной зоны.

В некоторых случаях удобнее использовать значение относительного коэффициента:

$$\underline{C} = C * \rho_0 \quad (3.2)$$

Где  $\rho_0$  УЭС водоносной части пласта.

Толщина переходной зоны  $h_{пз}$  должна оцениваться разностью глубин границ ( $Z_{нг}$  – нижняя и  $Z_{вг}$  – верхняя), найденных по данным ЭК и/или ЭМК. Определение  $h_{пз}$  возможно только в том случае, если глубины  $Z_{нг}$  и  $Z_{вг}$  определены в одном пересечении ПЗ скважиной. Указанные условия часто нарушаются.

Переходная зона нефтяной залежи (пласта), с точки зрения подвижности насыщающих ее флюидов (нефть, вода), неоднородна. (рис. 3.1). В нижней части пласта подвижна только вода (подзона ОВ), в средней – двухфазное течение (нефть и вода), в верхней – нефть (ОН), из которой потенциально можно ожидать однофазный приток.

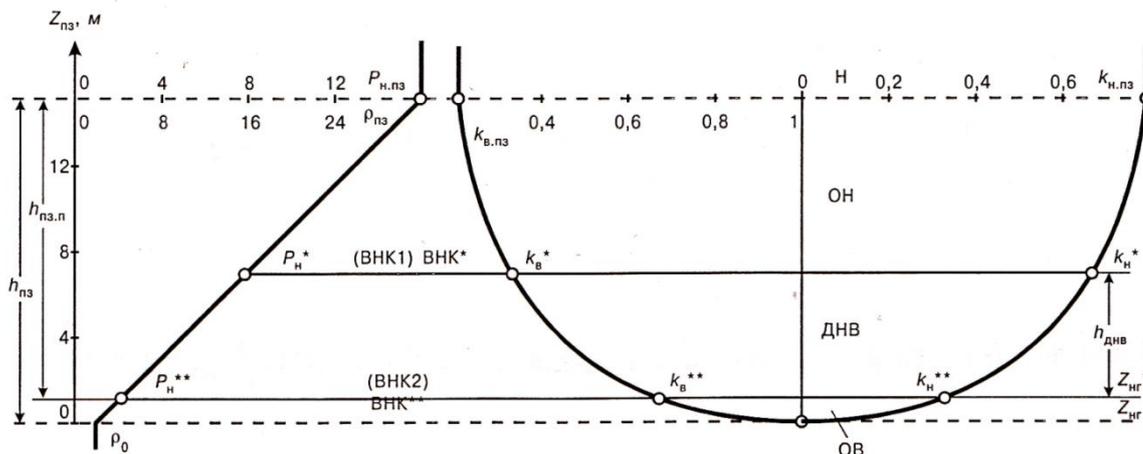


Рисунок 3.1 – Типовая вертикально-линейная модель флюидальной насыщенности переходной зоны ПЗ ( $C = 2 \text{ Ом} * \text{м} / \text{м}$ ,  $\rho_0 = 2 \text{ Ом} * \text{м}$ ,  $h_{пз} = 15 \text{ м}$ ) нефтяных пластов и разделение ее на подзоны по данным ВНК\* ( $k_{н*} = 0,65$ ), ВНК\*\* ( $k_{н**} = 0,3$ ): ОН- часть ПЗ однофазной подвижности нефти; ОВ – то же, воды; ДНВ- часть ПЗ двухфазной подвижности нефти и воды; Н- нефтяная часть залежи с предельной нефтенасыщенностью; ПЗ.П – ПЗ с подвижной нефтью,  $h_{пз}$ ,  $h_{пз.п}$ ,  $h_{днв}$  –толщины соответственно ПЗ, ПЗ.П и ДНВ;  $\rho_{пз}$  и  $\rho_{н,пз}$  – УЭС и параметр нефтенасыщения  $\rho_n$  в переходной зоне;  $\rho_0$ - УЭС водоносной части залежи;  $\rho_n^*$  и  $\rho_n^{**}$  - значения  $\rho_n$ , соответствующие положениям ВНК\* и ВНК\*\* ;  $Z_{нг}$  и  $Z_{нг}^*$ - глубины нижних границ соответственно ПЗ и ПЗ.П.

Для определения подсчетных параметров необходимо использовать ту часть переходной зоны, в которой нефть подвижна (зона ПЗ.П). Переходная зона ПЗ.П разделяется на две части: подзона двухфазной подвижности нефти и воды ДНВ и подзона однофазной подвижности ОН. Границами подзон являются водонефтяные контакты ВНК1 (ВНК\*) и ВНК2 (ВНК\*\*), положение которых определяется с помощью геофизических критериев оценки характера насыщенности пластов. Эти критерии (граничные значения параметра насыщенности  $R_n^*$ ,  $R_n^{**}$  и соответствующие им граничные значения коэффициента нефтенасыщенности  $K_n^*$  и  $K_n^{**}$ ) оцениваются петрофизическими исследованиями образцов коллекторов нефтяного пласта. Выделение подзоны с двухфазной подвижностью нефти и воды уточняет представление о переходной зоне и имеет большое значение для определения подсчетных параметров, а также для оценки характера притока из пласта после его вскрытия.

При машинной обработке и интерпретации данных ГИС для решения указанных задач в песчанно-глинистом разрезе целесообразно использовать алгоритм:

- выделение ПЗ
- определение УЭС ПЗ
- отбивка водонефтяных контактов и разделение ПЗ и пласта на части по степени подвижности в них нефти и воды.

Неполный учет вышеизложенных особенностей переходной зоны ПЗ приводит к неточностям геолого-геофизической интерпретации данных ЭК и ЭМК в ее интервале. Для устранения этих недостатков при изучении переходных зон нефтяных пластов по данным ЭК и ЭМК было проведено аналитическое и графическое моделирование переходных зон однопластовых нефтяных залежей при разных толщинах вмещающих их пластов ( $h_{пл} = 10$  и  $20$  м).

### **3.2 Моделирование переходной зоны нефтенасыщенности ПЗ**

Задачей моделирования было получения графиков удельного электрического сопротивления (УЭС.ПЗ) в разных пересечениях переходной зоны нефтяного пласта скважинами, пробуренными на разных расстояниях от внешнего контура нефтеносности.

Результаты моделирования в виде вертикальной и горизонтальной плоской моделей ПЗ нефтяной залежи с  $h_{пл}=20$  м показаны на рисунке 3.2.

Обобщенные величины градиента  $C$ , толщин зоны  $h_{пз}$ , пласта  $h_{пл}$ , высота залежи  $h_{нз}$  и радиуса внешнего контура залежи  $X_{нк}$  приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1

h <sub>пл</sub> , м	h <sub>пз</sub> , м	C, Ом	h <sub>нз</sub> , м	X <sub>нк</sub> , км
10 и 20	5, 10 и 15	2 и 1	35	5

Анализ типовых моделей УЭС однопластовых нефтяных залежей, построенных для  $h_{пл}=20$  м (рис 3.2) и  $h_{пл}=10$  м, показал, что разным пересечениям вертикально- плоских моделей УЭС нефтяных залежей соответствуют разные вертикально-линейные модели УЭС переходной зоны(рисунок 3.3)

1) Полная модель переходной зоны МППЗ (рисунок 3.3, а) – скважина пересекла ПЗ на участке ППЗ вертикально плоской модели УЭС (рисунок 3.2, а), включая окружающие ее части нефтяной залежи (водоносная В и предельно нефтенасыщенная).

2) Модель УЭС нижней части переходной зоны МНПЗ (рисунок 3.3, б) – скважина пересекла ПЗ на участке НПЗ и вскрыла низ ПЗ и водоносную часть залежи В

3) Модель верхней части переходной зоны МВПЗ (рисунок 3.3, г) – скважина пересекла ПЗ на участке ВПЗ и вскрыла верхнюю часть ПЗ и зону залежи Н

4) Модель средней части МСПЗ (рисунок 3.3, в).

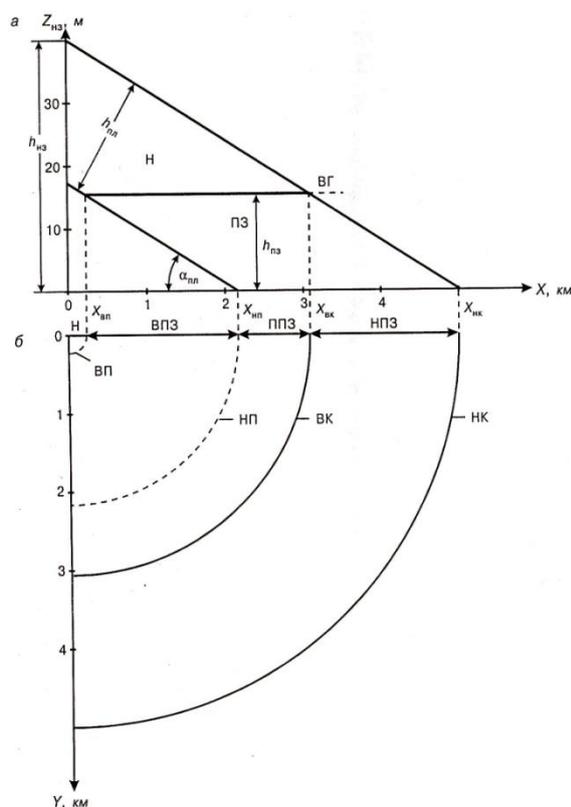


Рисунок 3.2 – Типовая модель УЭС переходной зоны ПЗ однопластовой нефтяной залежи

при  $h_{пл} = 20$  м,  $h_{пз} = 15$  м,  $C = 2$  Ом:

а- вертикальная плоская; б- горизонтальная. НПЗ, ВПЗ и ППЗ – буквенные обозначения горизонтальных проекций соответственно нижней и верхней частей ПЗ на ось X, м и полной

зоны на эту же ось;  $h_{пз}$  и  $h_{пл}$  – толщина ПЗ и пласта;  $h_{нз}$  – высота залежи; ВП и ВК – контуры пересечения верхней границы ПЗ с подошвой и кровлей пласта; НП и НК – то же, нижней границы ПЗ

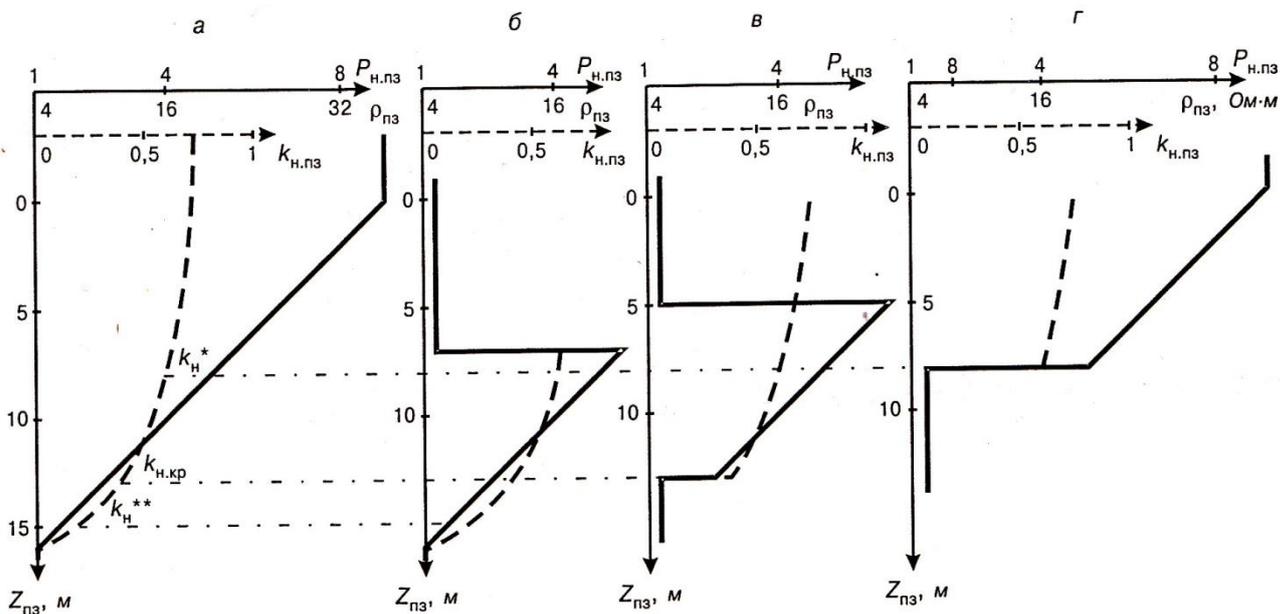


Рисунок 3.3 – Вертикально-линейные модели УЭС и коэффициента нефтенасыщенности в ПЗ  $k_{н.пз}$  в пересечениях переходной зоны на разных уровнях нефтяной залежи : а–МППЗ для полной ПЗ; б – МНПЗ для нижней ПЗ; в – МСПЗ для средней ПЗ; г- МВПЗ для верхней ПЗ

Для установленных выше вертикально-линейных скважинных моделей УЭС переходных зон нефтяных пластов проведены расчеты на ЭВМ профилей (кривых) кажущихся сопротивлений  $r_k$  для различных зондов БКЗ и индукционного каротажа (АИК-5 и 6Ф1). Примеры полученных кривых  $r_k$  показаны на рисунках 4 и 5. Анализ моделей УЭС.ПЗ (рисунок 3.3) и профилей  $r_k$  для них (рисунок 3.4 и 3.5) показывает, что при выделении переходной зоны ПЗ и определении глубин ее границ  $Z_{нг}$  и  $Z_{вг}$  необходимо учитывать характер модели УЭС конкретного пересечения ПЗ скважиной и использовать форму теоретических кривых  $r_k$ , им соответствующих. Нижние границы ПЗ отмечаются точками перегиба кривых КС для зондов БКЗ и индукционного каротажа  $r_k$ . Верхняя граница на кривых КС градиент-зондов БКЗ чаще отмечается незначительным максимумом и плавным переходом кривой  $r_k$  на асимптоту выше этой границы.

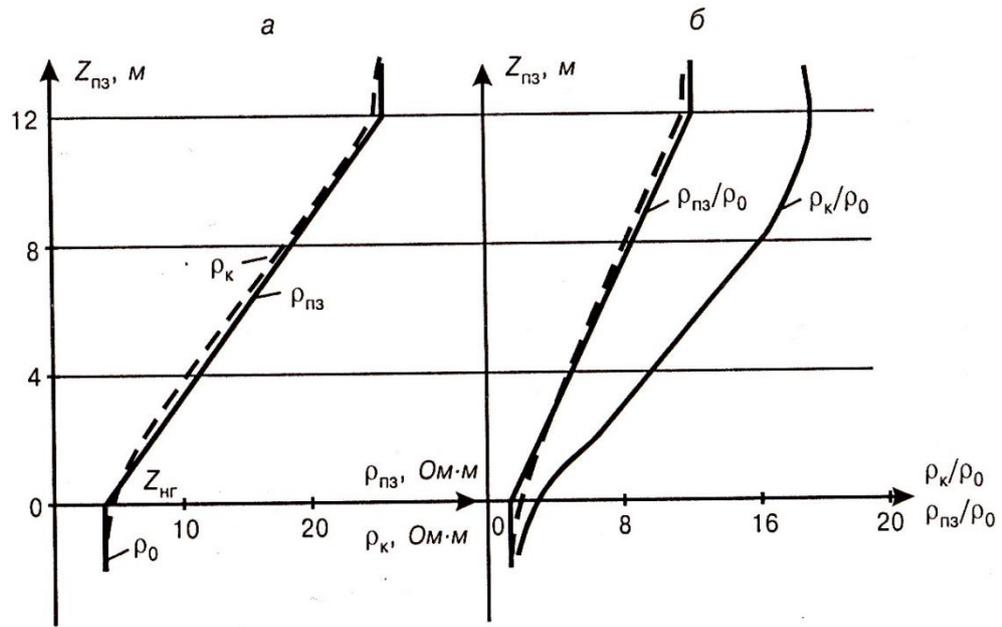


Рисунок 3.4 – а – модель УЭС переходной зоны типа МППЗ ( $C = 2 \text{ Ом}$ ;  $\rho_{\text{пз}} = 28 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;  $\rho_0 = 4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ) и рассчитанные для нее кривые  $\rho_k$  (АИК-5 – пунктир); б- отношение  $\rho_k/\rho_0$  (А4М0,5N) и (N6M0,5A–пунктир)

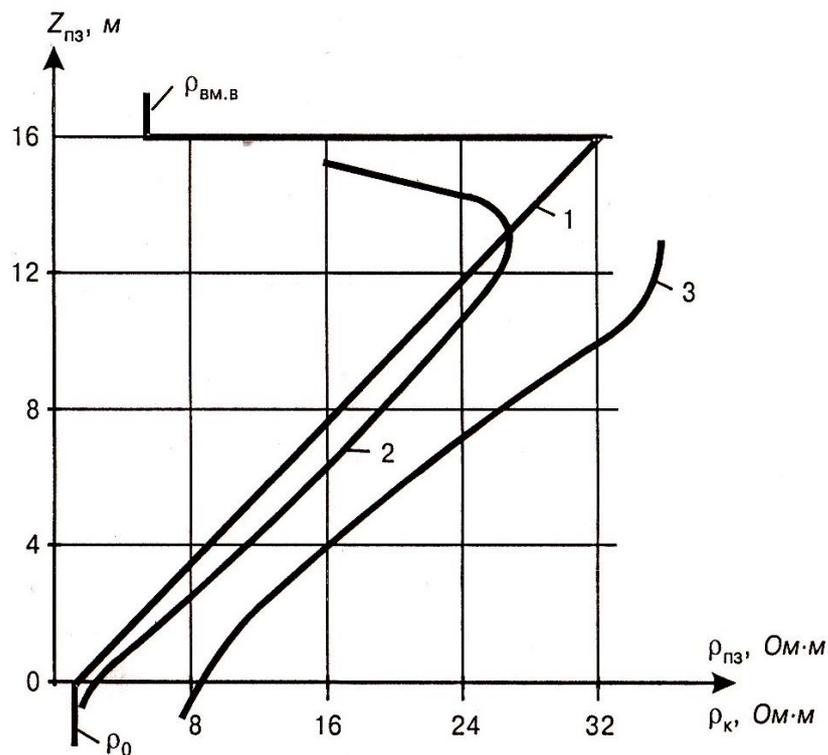


Рис. 3.5. Модель УЭС переходной зоны типа МНПЗ ( $C = 1,75 \text{ Ом}$ ;  $\rho_0 = 4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;  $\rho_{\text{вм.в}} = 5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ) и рассчитанные для нее теоретические кривые  $\rho_k$ : 1 –  $\rho_{\text{пз}}$ ; 2 –  $\rho_k$  без проникновения; 3 –  $\rho_k$  с проникновением ( $\rho_{\text{зп}} = 64 \rho_c$ ;  $D/d = 8$ )

Результаты описанного моделирования переходных зон нефтяных пластов позволяют сделать следующие рекомендации:

1. В переходной зоне ПЗ нефтяных пластов целесообразно выделять подзоны двухфазной подвижности нефти и воды ДНВ и однофазной подвижности нефти ОН.

2. Для оценки характера флюидального притока в переходной зоне и выбора интервала вскрытия при опробовании ПЗ необходимо учитывать положение подзон ДНВ и ОВ и степень подвижности нефти и воды в этих подзонах

3. В связи с большим относительным объемом пород подзоны ДНВ, в больших переходных зонах нефтяных пластов ( $h_{пз} \geq 10$  м и  $C \leq 2$  Ом) определение подсчетных параметров нефтенасыщенности целесообразно проводить отдельно для разных переходных зон.

### 3.3 Методика выделения переходной зоны по данным электрического и электромагнитного каротажа

Алгоритм выделения переходной зоны и определения в ней водонефтяных контактов включает следующие процедуры:

1. Выявление переходной зоны в песчаниках толщиной  $h_{п} \geq 5$  м

2. Поточечное определение электрических удельных сопротивлений  $\rho_{пз}$  в переходной зоне по данным зонда БКЗ А4М0.5N и (или) зондов индукционного каротажа.

3. Отбивка водонефтяных контактов ВНК1 и ВНК2 и разделение нефтяного пласта переходной зоны на части (подзоны) по степени подвижности нефти и воды в соответствующих интервалах.

Для выявления переходной зоны в песчанике производятся следующие поточечные операции.

1.1. Сглаживают кривую КС используемого зонда путем вычисления в каждой  $i$ -той точке кривой значений  $КС^*$  по формуле

$$КС^*_i = КС_i + АКС_i + ВКС_i / 2m + 1, \quad (3.3)$$

где  $АКС_i = КС_{i+1} + КС_{i+2} + \dots + КС_{i+m}$

$ВКС_i = КС_{i-1} + КС_{i-2} + \dots + КС_{i-m}$ ,

$m$  – количество точек в окрестности точки  $i$  справа и слева, взятых для расчета

1.2. В каждой точке кривой  $КС^*$  вычисляют градиент кажущегося сопротивления  $С_{ки}$  по формуле

$$С_{ки} = КС^*_i - КС^*_{i-1} / \Delta, \quad (3.4)$$

где  $\Delta$  – шаг квантования кривой КС по глубине

1.3. Определяют интервал, перспективный для поиска ПЗ. Для этого на кривой  $KC^*$  находят точки пересечения ее линией

$$KC_H = 1,5 \rho_0, \quad (3.5)$$

Где  $\rho_0$  – УЭС водоносной части пласта, подстилающей ПЗ, и линией

$$KC_B = 0,9 \rho_{\max}, \quad (3.6)$$

Где  $\rho_{\max}$  – максимальное значение  $KC$  на кривой внутри пласта песчаника.

Точка пересечения кривой  $KC^*$  линией  $KC_H$  принимается за нижнюю границу  $Z_H$  участка ПЗ, а точка пересечения кривой  $KC^*$  линией  $KC_B$  принимается за верхнюю границу  $Z_B$

1.4. В интервале от  $Z_H$  до  $Z_B$  вычисляют среднее значение градиента кажущегося сопротивления  $C_{к.ср}$  по формуле

$$C_{к.ср} = \sum C_{ki} / N, \quad (3.7)$$

где  $N$  – количество точек в интервале.

Также подсчитывают величину  $E_{ск}$  относительного среднеарифметического отклонения значений  $C_{ki}$  от значения  $C_{к.ср}$ .

1.5. Переходная зона в песчанике считается установленной, если выполняются условия:

$$C_k > 0,6 \text{ Ом}; E_{ск} < 0,25; Z_H - Z_B > 2 \text{ м.}$$

Если длина участка ПЗ  $Z_H - Z_B > 4$  м, то можно допустить  $E_{ск} < 0,5$ .

Выделение ПЗ и отбивки водонефтяных контактов в ее интервале по данным зонда А4М0,5N (рисунок 3.6) и зонда ИК (рисунок 3.7) проводилось двумя вариантами:

- 1) Программой ВОПЗ, реализующей алгоритм выделение ПЗ на подзоны по степени подвижности в них нефти и воды;
- 2) Программой ЛРС (литологического расчленения), реализующей выделение ПЗ, разделение на подзоны, границы которых соответствуют положениям ВНК1 и ВНК2.

Границы выделенных на ЭВМ переходных зон не противоречат результатам ручной интерпретации. Расхождения между результатами отбивки ВНК2 и ВНК1 программой ВОПЗ и программой ЛРС небольшие (не более 0,8 м для ВНК2 и 0,4 м для ВНК1).

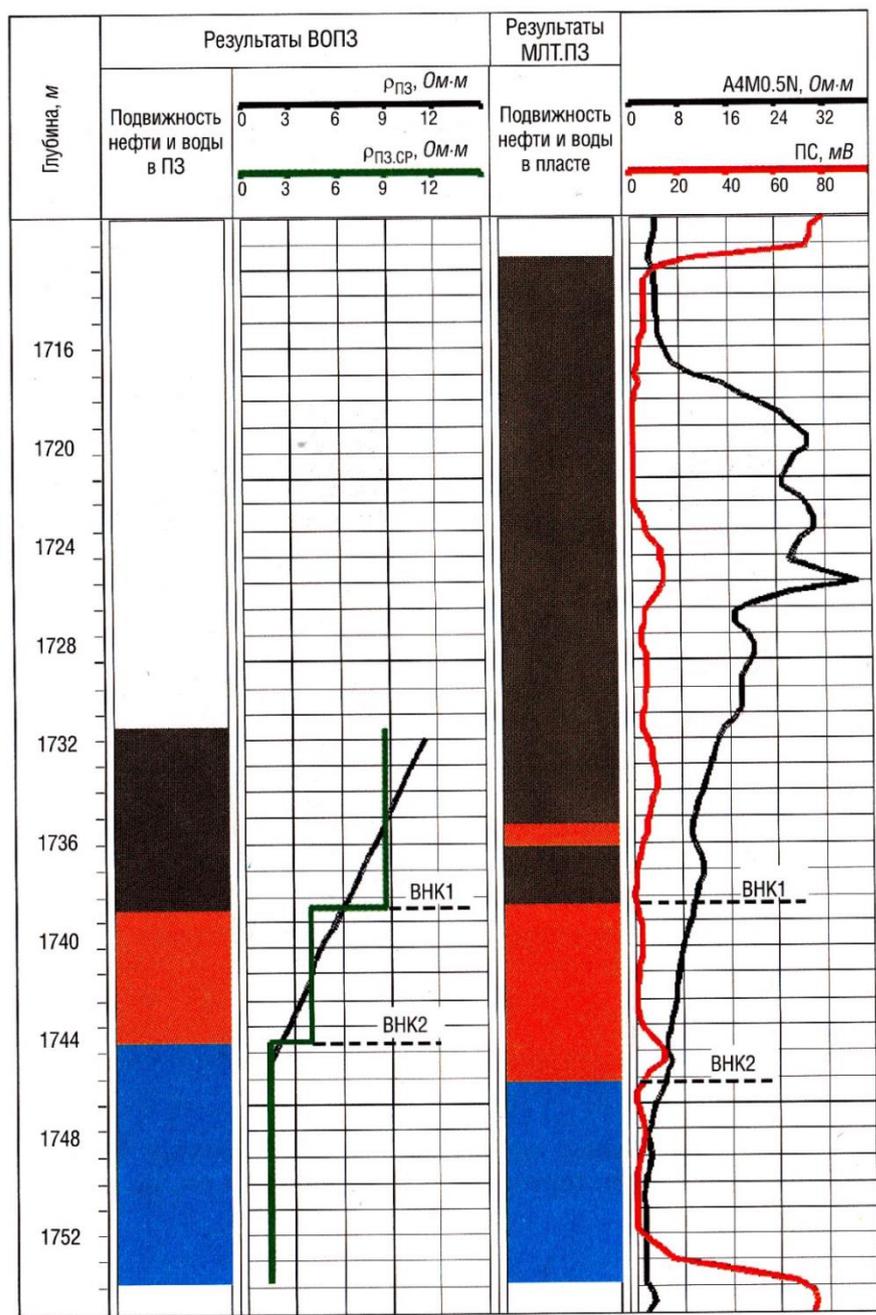


Рисунок 3.7 – Результаты выделения и оценки переходной зоны по данным зонда А4М0,5N

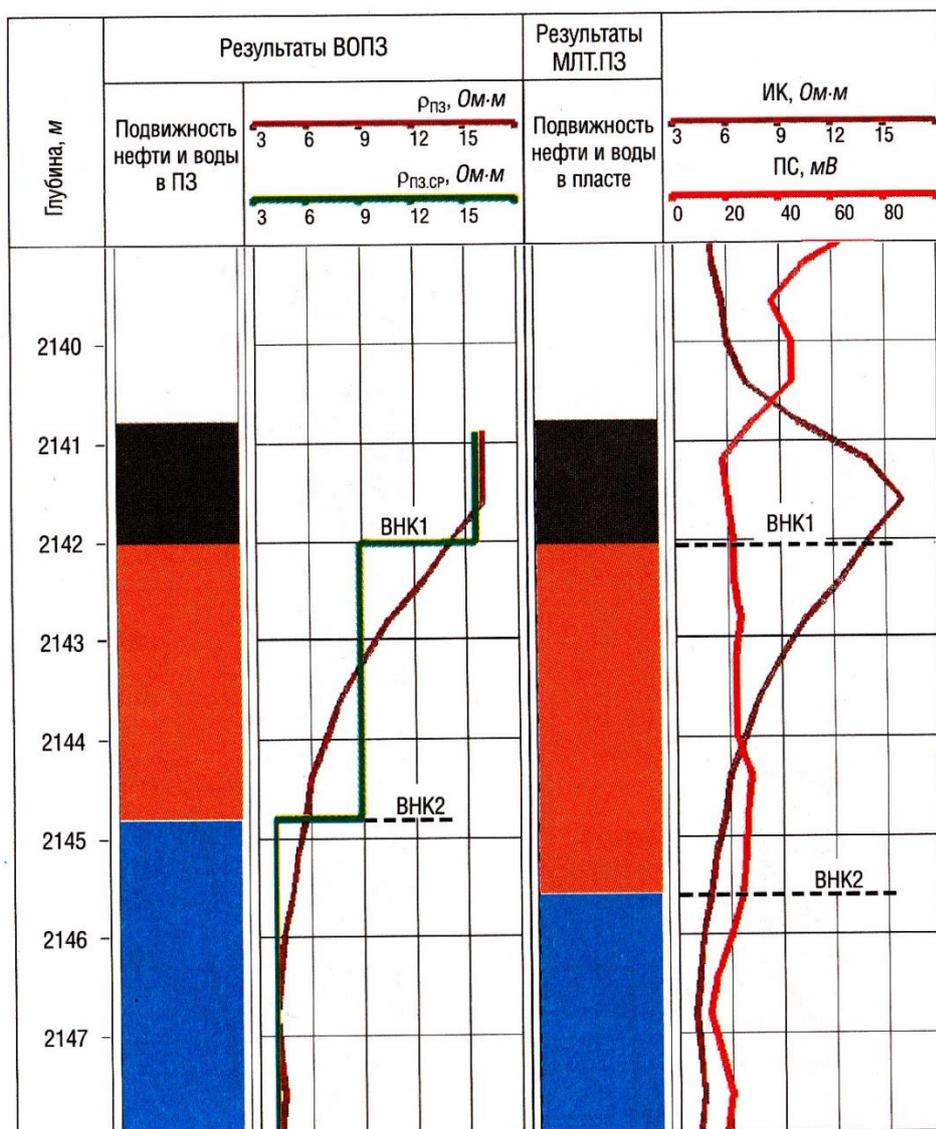


Рисунок 3.8 – Выделение и оценка переходной зоны по данным ИК

### Заключение

Необходимо отметить, что достоверные глубины водонефтяных контактов, которые соответствуют установленным для залежи граничным значениям параметра нефтенасыщенности  $P_n^*$  и  $P_n^{**}$ , можно установить только при вскрытии скважиной переходных зон. Это должно повысить интерес к методам интерпретации данных электрического каротажа переходных зон и их реализации на ЭВМ.

#### 4. Финансовый-менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения

##### 4.1. Организационно - экономический раздел

Таблица 4.1 – Виды и объёмы проектируемых работ (для одной скважины)

1	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				кровля	подошва
2	3	4	5	6	
<b>Каротаж в открытом стволе</b>					
2	Стандартный каротаж зондами А2,0М0,5N; N11М0,5N; ПС	1:200	3250	500	3250
3	Кавернометрия	1:500	3250	500	3250
4	Профилеметрия	1:200	3250	500	3250
5	Микрокаротаж	1:200	3250	500	3250
6	Боковой микрокаротаж (БМК)	1:200	3250	500	3250
7	Боковой каротаж (БК)	1:200	3250	500	3250
8	ВИКИЗ зондами: А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; N0.5М2,0А; А1,0М0,1N; А0,4М0,1N	1:200	3250	500	3250
9	Индукционный каротаж (ИК)	1:200	3250	500	3250
10	Акустический каротаж	1:200	3250	500	3250
11	Гамма каротаж	1:200	3250	500	3250
12	Резистивиметрия	1:200	3250	500	3250
13	Инклинометрия	через 20 м	3250	500	3250
14	Нейтронно-гамма каротаж (НГК)	1:200	3250	500	3250
15	ГГКП	1:200	3250	500	3250

## 4.2 Смета расходов на проектируемые работы

Сметные расчеты по видам работ (для одной скважины) представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – «Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии для одной скважины»

№	Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объёма работ, руб	Повышающие коэф		Итого, руб
		Ед. изм.	Кол-во				Коэф. удор.	Коэф. норм. усл.	
1	Стандартный каротаж	м	3750	22,6	руб/100 м	848	3,38	1,2	3882
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	240,87	руб/опер	241	3,38	1,15	1091
3	ПС	м	3250	22,6	руб/100 м	735	3,38	1,2	3364
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	240,87	руб/опер	241	3,38	1,15	1091
5	Кавернометрия	м	3250	22,91	руб/100 м	745	3,38	1,2	3410
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	247,19	руб/опер	247	3,38	1,15	1120
7	Инклинометрия (тчк через 25 м)	тчк	325	5,24	р/тчк	147	3,38	1,2	672
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	64,17	руб/опер	65	3,38	1,15	291
9	Микрокаротаж	м	2750	53,77	руб/100 м	968	3,38	1,2	4433
10	Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	213,62	руб/опер	214	3,38	1,15	968
11	Боковой микрокаротаж (БМК)	м	2750	53,77	руб/100 м	968	3,38	1,2	4433
12	Вспомогательные работы при БМК	опер	1	213,62	руб/опер	214	3,38	1,15	968
13	Боковой каротаж (БК)	м	2750	24,83	руб/100 м	447	3,38	1,2	2047
14	Вспомогательные работы при БК	опер	1	240,87	руб/опер	241	3,38	1,15	1091

Продолжение таблицы 4.3

15	БКЗ	м	2750	22,6	руб/100 м	407	3,38	1,2	1863
16	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	240,87	руб/опер	241	3,38	1,15	1091
17	Индукционный каротаж (ИК)	м	2750	27,53	руб/100 м	496	3,38	1,2	2270
18	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	295,4	руб/опер	295	3,38	1,15	1338
19	Акустический каротаж	м	2750	72,14	руб/100 м	1299	3,38	1,2	5947
20	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	293,9	руб/опер	291	3,38	1,15	1331
21	РК(ГК, НГК),	м	3250	170,97	руб/100 м	6839	3,38	1,2	31322
22	РК(ГК, НГК)	м	2750	113,99	руб/100 м	2052	3,38	1,2	9397
23	Вспомогательные работы при РК	опер	1	351,46	руб/опер	351	3,38	1,15	1592
24	Резистивиметрия	м	2750	22,6	руб/100 м	407	3,38	1,2	1863
25	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	240,87	руб/опер	241	3,38	1,15	1091
26	СПК	м	35837	7,34	руб/100 м	2630	3,38	1,75	13494
27	ПЗР (на базе и на скважине)	опер	1	573,35	руб/опер	573	2,93	1,15	2339
28	Проезд	км	410	15,49	р/км	6351	1,51	1,15	16893
29	Тех дежурство	парт-ч	12	257,7	р/парт-ч	3092	2,28	1,15	10607
30	Итого:								131299

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 131300 рублей.

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

Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 131299 рублей.

Стоимость полевых работ выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ) составляет 276866 рубля.

## 5 Социальная ответственность

Данный проект предусматривает выполнение работ на Ванкорском нефтяном месторождении в полевых и камеральных условиях.

В административном отношении Ванкорское месторождение расположено на территории Туруханского района Красноярского края.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода 8 месяцев – с октября по май. Среднегодовая температура воздуха отрицательная  $-10^{\circ}\text{C}$  -  $-11^{\circ}\text{C}$ . Наиболее теплый месяц года - июль, средняя температура воздуха в июле  $+16^{\circ}\text{C}$ , в отдельные дни до  $+30^{\circ}\text{C}$ . Наиболее холодные месяцы - январь, февраль: средняя температура  $-26^{\circ}\text{C}$ , а в отдельные дни температура воздуха опускается до  $-57^{\circ}\text{C}$ .

### 5.1 Производственная безопасность

Вредные и опасные факторы, угрожающие человеку при данных видах работ представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при проведении геофизических исследований скважин

Этапы	Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [7] с изм.1999 г.)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Полевой	1.Методы электрического каротажа 2.Методы акустического каротажа 3.Кавернометрия и профилометрия 4. Резистивиметрия 5.Методы радиоактивного каротажа	1.Поражение электрическим током; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3.Пожароопасность	1.Отклонения показателей климата на открытом воздухе 2.Превышения уровня ионизирующих излучений 3. Превышение уровня шума и уровня	ГОСТ 12.1.019-79[10] ГОСТ 12.1.030-81[11] ГОСТ 12.1.038-82[12] ПУЭ [24] СНиП 21-01-97[32] ГОСТ 12.1.004-91[17] ППБ 01-03 [23] СНиП П-12-77 [34] ГОСТ 12.4.125-83[14] ГОСТ 12.1.003-83[8] ГОСТ 12.2.003-91[16] ГОСТ 12.2.062-81 [16]

	<p>6. Работа с лебедкой каротажного подъемника</p> <p>7. Спускоподъемные операции</p> <p>Аппаратура: каротажные подъемники ПКН-3,5; ПКС-5 или Мерседес “Астрос; К1А-723М, МК-ГМ-90, АРК-73 (излучение нейтронов и гамма квантов), АКВ-1.</p>		<p>вибрации</p> <p>4.</p> <p>Недостаточная освещенность</p>	<p>НРБ-99[21]</p> <p>ОСПОРБ – 99[22]</p>
Камеральный	<p>Обработка и интерпретация полевого материала с использованием ЭВМ</p>	<p>1. Поражение Электрическим током и статическим электричеством;</p> <p>2. Пожароопасность</p>	<p>1. Отклонение показателей микроклимата в помещении;</p> <p>2. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p>	<p>ГОСТ 12.1.019-79[10]</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81[11]</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82[12]</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88[15]</p> <p>ГОСТ 12.1.006-84[9]</p> <p>СанПиН 2.2.4.548-96[27]</p> <p>СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03[26]</p> <p>СНиП 23-05-95[32]</p> <p>СНиП 2.04.05-91[30]</p> <p>СНиП 21-01-97[33]</p> <p>ППБ 01-03[23]</p> <p>СанПиН 2.2.4/2.1.8.055 – 96[28]</p> <p>ПУЭ[24]</p>

\*Примечание: пожароопасность рассмотрена в п. 5.2.2.

Анализ опасных факторов и мероприятий по их устранению предусмотрены ГОСТ 12.0.003-74 [11].

### *Полевой этап*

#### *1 – Поражение электрическим током*

Опасностями поражения током при проведении полевых работ являются поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъемника, лаборатории и скважинных приборов), поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

При работах на буровой запрещается пользоваться напряжением более 380 V.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Если необходимо проверить на поверхности исправность скважинного прибора, разрешается подавать напряжение в схему только после предупреждения об этом работников партии. 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.

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.

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

Возникает на всех этапах полевых геофизических работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [16], ГОСТ12.4.125-83 [14] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ[16]).

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой.

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

#### *Камеральный этап*

##### *1 – Поражение электрическим током и статическим электричеством*

При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Условия электробезопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.).

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [11], ГОСТ12.1.019-79 [10], ГОСТ 12.1.038-82 [12]).

Камеральные помещения - помещения без повышенной опасности поражения людей электрическим током. Так как в помещениях отсутствуют: влажность, превышающая 75%, токопроводящая пыль, токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные), высокая температура (выше + 35°C), согласно ПУЭ[24].

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

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземленного провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения; сборка схем с открытыми токоведущими частями на расстоянии менее одного метра от водопроводных и отопительных труб, радиаторов; использование стационарных установок и приборов, имеющих напряжение 36 V переменного тока и 110 V постоянного тока относительно земли, без заземления токоведущих частей.

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

#### *Анализ вредных факторов и мероприятий по их устранению*

##### *Полевой этап*

##### *1 – Отклонения показателей климата на открытом воздухе*

Климатические условия в районе проведения работ можно охарактеризовать как суровые, до - 58°C зимой, (весной дожди). Основным вредным фактором является воздействие низкой температуры, главным образом воздействие атмосферного воздуха, что может привести к обморожениям. Обморожению способствуют неблагоприятные физические факторы: ветер, влажный воздух, длительность воздействия холода, плохая защита тела одеждой, сдавливание конечностей тесной обувью. Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д. Для предотвращения обморожений весь персонал должен быть экипирован удобной, теплой одеждой, а также пребывание персонала на открытых площадях должно быть сокращено до минимума.

Таблица 5.2 – Зимой, работы на открытом воздухе запрещаются при следующих условиях

<b>Скорость ветра, V м/с</b>	<b>Температура, t<sup>0</sup>C</b>
При безветренной погоде	-40
Не более 5	-35
5,1-10,0	-25

10,1-15,0	-15
15,1-20,0	-5
>20	0

### *Превышение уровня ионизирующих излучений*

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ) применяемые в радиоактивных методах, в данном комплексе методов используется прибор комбинированный радиоактивного каротажа АРК - 73. Источниками излучения служат плутоний - бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивный изотоп цезия.

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

Облучение источниками ионизирующего излучения может быть внешним и внутренним. Внутреннее облучение более опасно, чем внешнее, т.к. попавшие внутрь организма радиоактивные вещества подвергают непрерывному облучению незащищенные покровным слоем внутренние органы до тех пор, пока они не выведутся из организма.

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от рентгеновского и гамма-излучения (ОСПОРБ - 99 [22]).

Таблица 5.3 – Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)[22]

Нормируемые документы	Пределы доз	
	Персонал (группа А)	Население
Эффективная доза	20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год	1 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв в год
Эквивалентная доза за год в хрусталике глаза Коже	150 мЗв	15 мЗв

Кистях и сапогах	500 мЗв	50 мЗв
	500 мЗв	50 мЗв

Для уменьшения воздействия источников ионизирующего излучения на персонал каротажной партии необходимо придерживаться следующих правил:

- 1 – Использовать источники излучения минимальной активности, необходимые для данного вида исследований;
- 2 – Выполнять все операции с источниками излучений в течение максимально короткого времени (т.н. защита временем);
- 3 – Производить работы (спускоподъемные, погрузочно-разгрузочные работы) на максимально возможном расстоянии от источника (т.н. защита расстоянием);
- 4 – Применять защитные средства в виде контейнеров, экранов, спецодежды;
- 5 – Осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

Ни в коем случае нельзя касаться и брать капсулу с источником ионизирующего излучения руками, для этого необходимо использовать специальный дистанционный манипулятор.

Радиоактивные вещества хранят в специальных хранилищах, в переносных контейнерах, которые находятся, в зависимости от активности радиоактивного вещества, в специальных колодцах. Внутри хранилища, а также снаружи излучение не должно превышать предельно допустимых величин.

Транспортирование источников ионизирующих излучений производится только в специальных контейнерах в зависимости от вида излучения. Контейнеры жёстко

В задней части подъемника.

Если в пути следования произойдёт потеря источника излучения, работник, ответственный за транспортирование немедленно должен сообщить об этом в милицию, органам санитарного надзора и руководству своего предприятия.

Для обозначения объектов, помещений, оборудования, устройств и материалов, внутри или на поверхности которых возможна радиационная опасность, ставится специальный знак с надписью «Осторожно радиоактивность!».

#### *1. Превышение уровня шума*

Основным источником шума при работе на буровых является дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки. Допустимые уровни шума приведены в табл. 5.4.

Таблица 5.4 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня ГОСТ (12.1.003–83 с изм. 1999 г.)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие в производственных помещениях	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- 1 – виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- 2 – экранирование шума преградами;
- 3 – звукоизоляция кожухами;
- 4 – использование звукопоглощающих материалов;
- 5 – использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлем и т. п.).

#### 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в нижеследующей таблице 5.5. Осветительным прибором является лампа накаливания.

Таблица 5.5 – Нормы искусственного освещения (СНиП 23-05-95)[32]

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост зумп промывочной жидкости	10
Стены	500
Рабочий стол	300

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

#### Камеральный этап

### 1. Отклонение показателей микроклимата в помещении

Показатели микроклимата: температура, влажность, скорость воздуха, тепловое излучение. Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 [15] и СанПиН 2.2.4.548-96 [27]. ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

На организм человека большое влияние оказывает относительная влажность воздуха. Скорость движения воздуха также оказывает влияние на функциональную деятельность человека.

Таблица 5.6 – Нормативные параметры микроклимата в помещениях (СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03) [26]

Период года	Параметры микроклимата	Величина
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении	22-24°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	до 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

В таблице 5.6 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе.

### 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

При работе на компьютере, как правило, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем - при недостаточном естественном освещении.

Согласно санитарно-гигиеническим требованиям рабочее место инженера программиста при камеральных работах должно освещаться естественным и искусственным освещением. Согласно СНиП 23.05.95[32] для искусственного освещения регламентирована наименьшая допустимая освещенность рабочих мест, а для естественного и совмещенного коэффициент естественной освещенности КЕО, %, приведены таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Нормируемые параметры естественного освещения (СНиП 23-05-95[32])

Характеристика зрительной работы	Размер объекта различия, мм	Нормы КЕО, %
----------------------------------	-----------------------------	--------------

Средняя точность	0,5 -1,0	Естественное освещение	Совместное освещение
		1,5	0,9

По нормам освещенности при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами (высокая и средняя точность зрительной работы) рекомендуется освещенность 300 - 500 лк рабочей поверхности при общем освещении и 750 – при комбинированном [32]. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

Источниками света при искусственном освещении являются газоразрядные лампы низкого и высокого давления (лампы ДРЛ). На случай внезапного (при аварии) отключения рабочего освещения существует аварийное освещение.

## 5.2 Пожарная и взрывная безопасность

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [17].

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

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

- 1 – Огнетушитель - 1 шт. (на каждую машину) марки ОВП 10.
- 2 – Ведро пожарное - 1 шт.
- 3 – Топоры - 1 шт.

- 4 – Ломы - 2 шт.
- 5 – Кошма - 2мх2м (на каждую машину).

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

Причинами пожара в камеральных помещениях являются следующие:

Причины электрического характера – короткое замыкание, нагрев оборудования;

1. Открытый огонь – сварочные работы, костры, курение, искры;
2. Удар молнии;
3. Разряд зарядов статического электричества.

Согласно ППБ 01-03 [23] помещения камеральные относятся к категории В - пожароопасное, т.е. помещения, в которых есть горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

Согласно ПУЭ [24] классом зоны пожароопасности этих помещений является П - Па, т.е. это зона, расположенная в помещениях, в которых обращаются твёрдые горючие вещества.

Мероприятия по предотвращению пожароопасных ситуаций:

Предотвращение короткого замыкания на рабочем месте:

1. Измерение сопротивления изоляции  $R > 0,5$  МОм;
2. Защита от механических повреждений;
3. Отключающая аппаратура (коммутирующая), предохранители, автоматы.

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

Работы по предотвращению открытого огня:

1. Все сварочные работы должны производиться на определённом участке (сварочном посту), работа производится по разрешению;
2. Запрет разводить костры на рабочих местах, организация специальных мест для курения и разведения костров;
3. Весь транспорт снабжен искрогасителями, во взрывоопасных зонах использование инструмента только с изоляционным покрытием (изоляционными ручками).

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

Работа по предотвращению накопления статического электричества:

- 1 – Все объекты заземляются, где ожидаются заряды статического электричества;
- 2 – Увлажнение помещений при влажности  $> 60\%$  заряды не накапливаются.

На человеке может накапливаться до 50 кВ.

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

Средства пожаротушения:

1 – огнетушитель ОУ-3 – 1 шт, ОП-3 – 1 шт;

2 – пожарные краны

### **5.3 Экологическая безопасность**

Для предотвращения возможных экстремальных экологических и социальных ситуаций при освоении месторождения необходимо создать систему экономических и правовых механизмов, направленную на недопущение нарушений природоохранного законодательства, т.е. своеобразную программу экологической безопасности, учитываемую на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации и направленную на решение следующих взаимосвязанных проблем:

- предотвращение загрязнения окружающей среды, обеспечение экологической сохранности территории нефтяного месторождения и прилегающих к нему зон;
- обновление технологического оборудования и внедрение новых ресурсосберегающих технологий;
- оценка воздействия на окружающую природную и социальную среду;
- обеспечение экологической безопасности местного населения и персонала, работающего на месторождении;
- повышение ответственности персонала предприятий за качество выполняемых им работ, загрязнение окружающей среды, рациональное использование природных ресурсов, соблюдения природоохранного законодательства;
- систематический производственный экологический мониторинг;
- оповещение о возникновении экологической опасности;
- управление экологическим риском;
- экологическое страхование.

Кроме этого, на всех стадиях освоения Ванкорского месторождения в атмосферу будут выделяться загрязняющие вещества от передвижного транспорта.

Среди множества видов аварийных ситуаций наибольшее воздействие на состояние атмосферы оказывают пожары. Концентрации оксидов азота, углерода и сажи по фактическим данным в очаге возгорания могут достигать 100 ПДК, а на расстоянии 300...500 м – до 2...3 ПДК.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха должны быть предусмотрены мероприятия по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- 1 – утилизация попутного нефтяного газа;
- 2 – контроль состава и количества выбросов вредных веществ;
- 3 – стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- 4 – объекты проектируются с высокой степенью автоматизации.

Процесс бурения скважин, строительства объектов и эксплуатации нефтепромысловых сооружений характеризуются образованием и накоплением различного вида отходов, которые являются потенциальными, часто очень опасными загрязнителями природной среды, в частности почвогрунтов и растительности.

Наибольшее вредное воздействие на растительность и грунты происходит при аварийных ситуациях, во время которой происходит значительный выброс загрязняющих веществ, и пожарах.

На нефтедобывающем предприятии должен быть разработан и внедрен план максимального сокращения, утилизации и ликвидации отходов. Все отходы при необходимости их хранения должны быть складированы в специально отведенных оборудованных местах.

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

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

Для снижения воздействия на животный мир необходимо:

- 1 – ограждать и оснащать оборудование звукоизолирующими устройствами;
- 2 – не допускать загрязнения прилегающей территории токсичными отходами;
- 3 – запретить персоналу, работающему на объектах, иметь огнестрельное оружие и охотиться без соответствующей лицензии;
- 4 – запретить держать собак на промысле (за исключением собак охраны);

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

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

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

Применяемые способы эксплуатации добывающих скважин должны гарантировать сохранность колонн, целостность цементного камня за эксплуатационной колонной и отсутствие перетоков флюидов. Все возможные вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их устранению представлены в табл. 5.9.

Таблица 5.9 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы химическими реагентами и горюче смазочными материалами.	Сооружение поддонов, отсыпка стоянок для техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов, мусора и загрязненной земли.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором. Загрязнение бытовыми сточными водами. Загрязнение подземных вод при смешивании различных водоносных горизонтов	Отвод и обеззараживание сточных вод, уничтожение мусора, сооружение водоотводов, накопителей и отстойников. Очистные сооружения для буровых и бытовых стоков (хлорирование). Ликвидационный тампонаж скважин.
Воздушный бассейн	Выбросы вредных веществ, легких фракций углеводородов и химреагентов, автотранспорт.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия

Животный мир	Распугивание местообитания представителей животного мира, случайное уничтожение. Браконьерство.	Планирование работ с учетом охраны животных. Разъяснительная работа.
--------------	--	---

#### 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

##### *Аварии с выбросом (угрозой выброса) радиоактивных веществ (РВ)*

Радиационными авариями при проведении ГИС и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах являются события, обусловленные неисправностями технических средств, неправильными действиями работников, стихийными природными воздействиями или иными причинами, вызывающие потерю источника ионизирующего излучения, которая может привести или приводит к облучению людей выше установленных норм или радиоактивному загрязнению окружающей среды.

К наиболее радиационно-опасным авариям относят:

- обрыв прибора и оставление источника ионизирующего излучения в скважине;
- повреждение источника, аварийно-оставленного в скважине;
- потерю источника в пути следования к месту проведения работ или при временном хранении на скважине;
- разрушение (разгерметизация) содержащих радиоактивные изотопы транспортируемой активационной установки, емкости с меченой жидкостью или линий обвязки устья скважины, с использованием которых производится их закачка в скважину.

Перечень возможных радиационных аварий для конкретных условий работы с ионизирующими источниками и радиоактивными веществами заблаговременно согласовывается с органами государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

Ликвидация радиационных аварий осуществляется силами нефтяной, газовой и геофизической организаций по индивидуальному плану, согласованному с региональными органами государственного санитарно-эпидемиологического надзора, Госатомнадзора России, МПР России при участии в случае необходимости сил и средств МЧС России.

Обеспечение радиационной безопасности при ликвидации аварии должно регламентироваться отраслевой инструкцией, разработанной на основе требований СП 2.6.1.799-99.

## **5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

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

В ЗАО «ВАНКОРНЕФТЬ» разработана «Система управления охраной труда», которая обеспечивает решение следующих основных задач:

- организация управления охраной труда;
- обучение и инструктирование работающих безопасности труда;
- безопасное использование оборудования;
- безопасность производственных процессов;
- обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты, спецодеждой и спецобувью;
- создание нормальных санитарно-гигиенических условий труда;
- организация лечебно-профилактического и санитарно-бытового обслуживания работающих;
- пропаганды вопросов охраны труда;
- расследование и учет несчастных случаев, профзаболеваний и аварий.

Все работы должны выполняться в строгом соответствии с инструкциями, разработанными и утвержденными для каждого рабочего места. Весь комплекс проектируемых работ регламентируется различными нормативными документами [31], которые охватывают все виды предусмотренных разведочных работ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ результатов геофизических исследований скважин приводит к следующим заключениям:

Разрез Ванкорского месторождения включает множество нефтегазоносных свит, коллекторы которых обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, что в свою очередь обуславливает хорошую нефтеотдачу.

Выполненная работа по составлению проекта геофизических исследований скважин предоставляет новую информацию о территории Ванкорского месторождения, которая в сумме с результатами прошлых лет позволит наиболее эффективно разрабатывать месторождение.

Так как в разрезе Ванкорского месторождения имеется множество переходных зон, приведенная методика хорошо определяет их абсолютные отметки и сопротивления в различных частях переходной зоны.

Проект станет импульсом как для промышленного развития, так и для развития транспортной, инженерной и социальной инфраструктуры северных районов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Геофизические методы исследования / под ред. В.К. Хмелевского. - М.: Недра, 1988г.
2. Дахнов В.Н. “Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород”. М., Недра, 1975г.
3. Ерофеев Л.Я., Вахромеев Г.С, Зинченко В.С., Номоконова Г.Г. Физика горных пород: учебник для вузов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006г.
4. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Г. Геофизические исследования в скважинах. М., Недра, 1982г.
5. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1987г.
6. Научно-технический вестник «Каротажник» выпуск 110. – Тверь: Изд-во АИС, 2003г.
7. Научно-технический вестник «Каротажник» выпуск 129. – Тверь: Изд-во АИС, 2005г.
8. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
9. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
10. ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требованиях к проведению контроля (до 01. 01. 96).
11. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Нормативная электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
12. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
13. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
14. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
15. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
16. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
17. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
18. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).

19. ГОСТ 17.1.3.05-82. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами
20. ГОСТ 17.2.1. 03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения
21. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения
22. НРБ-99. Нормативы радиационной безопасности.
23. ОСПОРБ – 99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
24. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.
25. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
26. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
27. СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронновычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
28. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
29. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055 – 96. Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона.
30. СНиП 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
31. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
32. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
33. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997. – с. 12.
34. СНиП П-12-77. Защита от шума.
35. Техническая инструкция по проведению геолого – технологических исследований нефтяных и газовых скважин – М.: НЕДРА, 2001.
36. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах – М.: НЕДРА, 2001.