

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

---

Институт природных ресурсов  
Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки  
Специализация Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных  
ископаемых  
Кафедра геофизики

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема работы
<b>Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств осинского горизонта на Талаканском месторождении (Саха-Якатия)</b>

УДК 553.98:552.578.2.061.4:550.83(571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222Б	Романовский Роман Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лобова Г.А.	Д.Г-М.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Геология»

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

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

## Запланированные результаты обучения

В результате обучения выпускник, обучающийся по специальности «Технология геологической разведки», специализации. «Геофизические методы исследования скважин» обязан получить универсальные компетенции и должен быть готовым применить математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности (P1), должен уметь анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности (P2), учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности (P3). Специалист обязан владеть общепрофессиональными навыками и уметь идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи (P4), получить навык разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, (P5), умело и ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте (P6). Во время проектно-изыскательной деятельности должен применить знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации (P7). Выпускнику во время научно-исследовательской деятельности необходимо определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике (P8), планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов (P9).

В организационно-управленческой деятельности необходимо научиться эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности (P10), проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных (P11).

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки, специальность «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых»  
 Кафедра геофизики

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

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта
--------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
222Б	Романовскому Роману Викторовичу

Тема работы: Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств осинского горизонта на Талаканском месторождении (Саха-Якутия)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	27 февраля 2017 г. № 1308/с
---	-----------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29 мая 2017 г.
--	----------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Материалы, собранные во время производственной преддипломной практики на предприятии ОАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «Талаканнефть», п. Талакан, Саха-Якутия Опубликованная и фондовая литература
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения об объекте исследования.</li> <li>2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования.</li> <li>3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.</li> <li>4. Основные вопросы проектирования. Задачи геофизических исследований. Обоснование объекта исследований. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса</li> <li>5. Методические вопросы. Методика проектных геофизических работ. Интерпретация геофизических данных.</li> </ol>

	<p>6. Применение методов ВИКИЗ и БКЗ в терригенном разрезе</p> <p>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>8. Социальная ответственность.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Географическое положение Талаканского НГКМ отмечено красным квадратом</li> <li>2. Изученность сейсморазведкой 2D центрального блока Талаканского месторождения</li> <li>3. Схема изученности Талаканской площади сейсморазведкой, электроразведкой и глубоким бурением.</li> <li>4. Тектоническая карта венд-силурийского структурного яруса Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы</li> <li>5. Обзорная карта основных месторождений нефти и газа Сибирской платформы.</li> <li>6. Фрагмент регионального временного сейсмического профиля батолит</li> <li>7. Структурная карта по кровле коллекторов осинского продуктивного горизонта.</li> <li>8. Геологический разрез осинского горизонта по линии А-А..</li> <li>9. Физико-геологическая модель осинского горизонта.</li> <li>10. Прибор стандартного электрического каротажа ЭСК.</li> <li>11. Прибор акустического каротажа АВАК.</li> <li>12. Прибор радиоактивного каротажа ГКМ - 43</li> <li>13. Прибор двойного бокового электрического каротажа 2БК3/5</li> <li>14. Прибор комбинированный радиоактивного каротажа СНГК</li> <li>15. Каверномер-профилемер скважинный 4СКП</li> <li>16. Инклинометр QL40DEV</li> <li>17. Прибор скважинный акустической цементометрии «Кедр-АКЦ-42Т»</li> <li>18. Наземные каротажные регистраторы «КАСКАД»</li> <li>19. График зависимости коэффициента глинистости от (апс)</li> <li>20. Зависимость проницаемости от пористости</li> <li>21. Пятизондовая система</li> <li>22. Структурная схема скважинного прибора</li> <li>23. Структурная схема наземной панели</li> <li>24. Общий вид результатов по ВИКИЗ и БКЗ при определении продуктивных пластов</li> <li>25. модель нефтенасыщенного пласта</li> <li>26. Модель с зоной проникновения, состоящей из одного радиального слоя</li> <li>27. Модель с зоной проникновения, состоящей из двух радиальных слоев</li> <li>28. Результат совместной инверсии данных измерений с помощью зондов ВИКИЗ и коротких зондов БКЗ в нефтенасыщенном коллекторе с окаймляющей зоной</li> <li>29. Экспериментальные (сплошные), синтетические (штриховые) диаграммы ВИКИЗ и БКЗ в неоднородном нефтенасыщенном коллекторе и модель,</li> </ol>

	полученная в результате интерпретации
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Геологическая часть	Кныш Сергей Карпович
Экономическая часть	Кочеткова Ольга Петровна
Социальная ответственность	Задорожная Татьяна Анатольевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	06 апреля 2017 г.
---	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лобова Галина Анатольевна	Д.г.-м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222Б	Романовский Роман Викторович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118 с., 29 рис., 32 табл., 47 источников, 6 прил.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, физико-геологическая модель, газоводяной контакт, фильтрационно-емкостные свойства, Талаканское месторождение, осинский горизонт.

Объектом исследования является проектная скважина № 1, заложенная в юго-восточном направлении от скважины № 872 в Таранском блоке Талаканского месторождения.

Цель работы состоит в проектировании комплекса геофизических исследований в скважине № 1 Талаканского месторождения, описании методики проведения работ и характеристики применяемой аппаратуры.

Задачи данного проекта заключаются в обосновании комплекса геофизических исследований для решения следующих задач: литологического расчленения разреза и выделение коллекторов, оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, оценки характера насыщения, определении газоводяного контакта.

Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований в скважинах, пробуренных на месторождении, позволил выбрать методы и обосновать геофизический комплекс для решения поставленных задач в проектной скважине № 1, также построить физико-геологическую модель. Комплекс методов включает электрические, радиоактивные, акустические. Рассмотрена методика проведения работ, выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены камеральные работы, интерпретации результатов и метрологическое обеспечение измерений.

Специальная часть посвящена электрическим методам при решении геолого-геофизических задач в скважинах.

Расчетная стоимость проектно-сметных работ составила 4318459 рублей.

Рассмотрены вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты, предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, также разобраны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

## ABSTRACT

Graduation qualification work 118 pages, 29 pictures, 32 tables, 47 sources, 6 addendum.

Keywords: complex of geophysical research, physico-geological model, gas-water surface, reservoir parameters, Talakanskoye field, Osinsky horizon.

The object of research is project of well № 1, which is situated in South-east direction from well № 872 in the Taranskoy block of the Talakanskoye field.

The purpose of work is to project the complex of geophysical researches on well №1 of Talakanskoye field also in describing the approach of works and characteristic of useable hardware.

The task of current project is to reasoning the complex of geological methods for reaching these tasks: interlayering and identify reservoirs, rating reservoir parameters and fluid content identifying gas-water surface.

Analysis of the main results of previous geophysical studies in the wells drilled in the field made it possible to select the methods and substantiate the geophysical complex for solving the tasks in the project well No. 1, and also to construct a physical-geological model. The set of methods includes electrical, radioactive, acoustic. The technique of carrying out the work is considered, the equipment for carrying out the projected geophysical researches is chosen, the cameral works, interpretation of results and metrological support of measurements are considered.

A special part is devoted to electrical methods for solving geological and geophysical problems in wells.

The estimated cost of design and estimate works was 4318459 rubles.

Harmful and dangerous factors were considered in geophysical operations, the effect of these factors on the human body was determined and protection measures were proposed, measures for safety in emergency situations and environmental protection were proposed, and legal and organizational issues of ensuring security were also disassembled.

## Обозначения и сокращения

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

– *каротаж* – название методов самой распространённой разновидности геофизического исследования скважин. Каротаж представляет собой детальное исследование строения разреза скважины с помощью спуска-подъёма в ней геофизического зонда;

– *скважина* – горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки под любым углом к горизонту, диаметр которой намного меньше её глубины;

– *газоводяной контакт* – условная поверхность, отделяющая в залежи газ от вод.

Обозначения и сокращения:

– ММП – многолетнемерзлые породы;

– МОГТ – метод общей глубинной точки;

– ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование;

– ВНК – водонефтяной контакт;

– ГВК – газоводяной контакт;

– ГНК – газонефтяной контакт

– ГИС – геофизические исследования скважин;

– НГК – нефтегазоносный комплекс;

– ГК – гамма-каротаж;

– БК-3 – боковой каротаж с тремя электродами;

– БК-5 – боковой каротаж с пятью электродами;

– АК – акустический каротаж;

– НКТ – нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;

– ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;

– АКЦМ – акустический цементомер;

– БКЗ – боковое каротажное зондирование;

– ГГК-П – гамма-гамма каротаж плотностной;

– УЭС – удельное электрическое сопротивление;

– ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

– О-1 – осинский горизонт.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 Общие сведения об объекте исследования.....	12
1.1 Географо-экономический очерк.....	12
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность.....	14
3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.....	34
4 Основные вопросы проектирования.....	44
4.1 Задачи геофизических исследований.....	44
4.2 Обоснование объекта исследования.....	44
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	47
5 Методические вопросы.....	51
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	51
5.1.1 Метрологическое обеспечение работ.....	59
5.2 Интерпретация геофизических данных.....	61
6 Применение методов ВИКИЗ и БКЗ в терригенном разрезе.....	65
6.1 Метод ВИКИЗ.....	65
6.1.1 Физические основы метода.....	65
6.1.2 Основные геолого-геофизические задачи, решаемые методом ВИКИЗ.....	69
6.2 Метод БКЗ.....	70
6.2.1. Физические основы метода.....	70
6.2.2. основные задачи, решаемые методом БКЗ:.....	71
6.3 Результаты измерений методов ВИКИЗ и БКЗ.....	72
6.4 Совместная интерпретация данных БКЗ и ВИКИЗ.....	73
6.5 Преимущества совместной инверсии.....	74
6.6 Средства совместной интерпретации.....	75
6.7 Некоторые особенности совместной интерпретации.....	75
6.8 Применение двумерного моделирования.....	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	108
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....	109
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	109
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Карта гравиметрической изученности.....	113
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Карта аэрогеофизической изученности.....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Литолого-стратиграфический разрез.....	115

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Каротажные диаграммы по скважине № 475.....	116
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Каротажные диаграммы по скважине № 75.....	117
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. Каротажные диаграммы по скважине № 476.....	118

## ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года предусматривает строительство новой энергетической инфраструктуры, которая позволит обеспечить ускоренное социально-экономическое развитие новых регионов, в том числе, Восточной Сибири. К числу важнейших стратегических инициатив относится формирование нефтегазовых комплексов в Республике Саха (Якутия). Добыча нефти в этом регионе ведется на ряде новых крупных месторождений, в том числе на Талаканском, которое имеет сложное блоковой строение. Основным нефтепромысловым объектом Талаканского месторождения является осинский горизонт, поэтому изучение геофизических характеристик этих отложений является актуальным и своевременным.

Основной целью работы является выбор комплекса геофизических методов для решения геологических задач в проектной скважине № 1 на Фестивальном месторождении. Объектом исследования является продуктивный горизонт О-1.

Задачей данного проекта является обоснование комплекса ГИС в проектной скважине, литологическое расчленение разреза, вскрываемого проектной скважиной, выделение коллекторов, оценки ФЕС, установление насыщения пластов-коллекторов, определение ГВК.

В специальной части рассмотрено применение электрических методов ВИКИЗ и БКЗ при решении геолого-геофизических задач.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение подсчитана стоимость проектно-сметных работ. Проектная стоимость работ составляет 4318459 рублей.

В разделе социальная ответственность рассмотрены вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, предложены мероприятия по уменьшению их воздействия на человека, также были предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, разобраны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.



чаще распространены в долинах рек. Замерзают болота в начале октября, оттаивают в конце мая.

Климат в районе месторождения резко континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. Абсолютный минимум минус 61 °С наблюдается в январе, самая высокая температура до плюс 35 °С – в июле. Разность температур самого холодного и самого теплого месяцев достигает 45-65 °С. Устойчивые морозы начинаются в третьей декаде октября и заканчиваются во второй декаде апреля. Наиболее низких значений температура воздуха достигает в декабре-феврале. Особенно сильное выхолаживание происходит в долинах, куда стекает холодный воздух. Значительные низкие температуры воздуха способствуют образованию островной многолетней мерзлоты. Площадь Талаканского месторождения входит в область массивно-островного распространения многолетнемерзлых пород и глубокого сезонного промерзания грунтов. Многолетнемерзлые породы, в основном, распространены в долинах рек, ручьев, реже на склонах и водоразделах. На склонах и водоразделах, занимающих до 70 % территории, распространение ММП островное (40-60 %) с мощностью до 25 м. Снежный покров образуется в первой половине октября, и сохраняется в течение 220-250 дней, то есть 7-8 месяцев, высота его к концу зимы достигает 60-90 см. Весна на рассматриваемой территории начинается во второй декаде апреля. Суточные амплитуды температур в этот период года наиболее высокие. Лето короткое и теплое, а иногда и жаркое, начинается с конца мая и продолжается до конца августа. Однако ночи прохладные. Осень начинается с первыми заморозками в начале сентября и заканчивается во второй декаде октября. Пасмурная погода сопровождается густыми туманами.

Годовое количество осадков на территории изменяется от 358 до 575 мм. Весной средние месячные осадки составляют 20-34 мм.

Административно Талаканское газонефтяное месторождение расположено на территории Ленского района Республики Саха (Якутия), в 210 км юго-западнее г. Ленска.. В городе имеется постоянно действующий аэропорт, принимающий практически все виды транспортных самолетов, крупный речной порт. На берегу р.Пеледуй, в южной части месторождения есть пос. Иннялы. Источниками водоснабжения служат реки и родники. Ближайшие крупные населенные пункты п.п. Витим и Пеледуй находятся соответственно в 110 км и в 115 км от границ месторождения и расположены на левом берегу р.Лены. В пос. Витим имеются леспромхоз, пристань, аэропорт, принимающий самолеты малой авиации и вертолеты, база Витимского участка ОАО "Ленанефтегаз", ведущего работы на Талаканском месторождении. В пос. Пеледуй имеются ремонтно-эксплуатационная база

Ленского речного пароходства, пристань, взлетно-посадочная полоса для самолетов малой авиации.

В районах населенных пунктов имеются лесные дороги, ведущие, в основном, к лесоразработкам. Дороги бывают в удовлетворительном состоянии лишь в сухое время года. Через месторождение проходит автозимник Витим-Усть-Кут, а также зимники до соседних разведочных площадей. Основная часть грузов на месторождение завозится по зимнику, который начинает функционировать с установлением постоянных низких температур. Длина зимней трассы до пос. Витим 140 км, в летнее время транспортная связь с Витимом возможна только вертолетом, расстояние по воздуху 110 км. Грузы до базы Витимского участка ОАО "Ленанефтегаз" доставляются водным путем по р. Лена из порта Осетрово (г.Усть-Кут) на расстоянии 740 км. Ближайшая от месторождения железнодорожная станция - ст. Лена ВСЖД, расположенная в г. Усть-Кут.

Энергоснабжение Ленского района осуществляется от Западного энергорайона Якутской энергосистемы, охватывающей централизованным электроснабжением территорию Мирнинского, Ленского, Нюрбинского, Вилюйского и Верхневилуйского административных улусов (районов) Республики Саха (Якутия).

Водоснабжение буровых осуществляется за счет естественных и искусственных водоемов и путем создания в летнее время котлованов. В зимнее время проводится бурение гидрогеологических скважин глубиной до 120 м.

Для района исследований установлена IV категория сложности производства геофизических работ.

## 1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

К настоящему времени на исследуемой территории проведены геолого-съемочные, аэромагнитные, гравиметрические, электроразведочные, а также сейсмические исследования. Результаты приведены в таблицах (1-4).

В 1957 году была издана государственная геологическая карта масштаба 1:1 000 000 листов О-49, Р-49. В 1977-81 годах территория покрывается съемкой масштаба 1: 200 000. В результате этих работ закартированы кембрийские, ордовикские и юрские отложения. Выделено значительное количество тектонических нарушений, имеющих самую различную ориентировку. Участки сгущения нарушений нередко группируются в зоны дробления северо-восточного простирания шириной 10-12 км и длиной 25-60 км и более.

Гравиразведочными исследованиями масштабов 1: 1000 000 и 1: 200 000 покрыта вся исследуемая территория. Отмечено общее совпадение простираний гравитационных и магнитных аномалий. Гравитационное поле отличается сложным разнородным характером. Аномалии  $\Delta g$  имеют изометричные очертания и в большинстве своем совпадают с магнитными аномалиями. Анализ имеющихся материалов показывает, что магнитные и гравитационные аномалии отражают, в основном, вещественный состав и внутреннее строение пород фундамента, а также связаны с интрузивными образованиями. Карта гравиметрической изученности приведена в приложении 1.

В результате *аэромагнитных* исследований масштабов 1: 1 000 000, 1: 200 000; 1: 100 000 составлены карты изодинам  $\Delta T$ , прослежены зоны региональных разломов. Намечены дизъюнктивные нарушения северо-западного, субмеридионального и северо-восточного простираний. Карта аэромагнитной изученности приведена в приложении 2.

*Электроразведочные* исследования проведены в модификациях ЗСБ и МИЭП. Электроразведочными работами ЗСБ масштаба 1: 200 000 покрыта вся исследуемая площадь. Установлено, что поверхность фундамента в районе работ залегает на глубинах 1,5 - 2,5 км. В нижней части разреза осадочного чехла выделены аномалии пониженных значений проводимости  $\Delta \sigma_t$ . Следует отметить, что полевые работы проводились разнесенной установкой, что привело к низкой дифференциации разреза.

Таблица 1 – Изученность гравиметрической съёмкой

№ п/п	Предприятие, год выполнения работ, масштаб	Авторы	Краткие результаты
1.	Хампринская партия 3/64-65. 1964-65 гг. Масштаб 1:200 000.	Андрусенко А.М. Бок Г.И. Мельников В.М.	Уточнена граница Предбайкальского прогиба с Патомской складчатой зоной и характер сочленения Нюйско-Джербинской впадины и северо-восточной границы Пеледуйского поднятия.
2.	Катангская партия 30/63. 1963 г. Масштаб 1:1000000.	Прасол Н.П. Помытов Г.С.	Выделены Чонско-Сельдюкарское поднятие и юго-западная окраина Вилуйской синеклизы, четко выражен переход от платформы к складчатому Байкало-Патомскому нагорью.
3.	Ждановская гравиметрическая партия 30/74-75. 1974 г.	Лихачев А.П. Благов В.А.	Работы Восточного геофизического треста.
4.	Партия 39/79-81. 1981 г. Масштаб 1:200000.	Корякин А.Г. Оксман С.С. Ягницын М.А.	В восточной части гравитационного поля выделяются Карамски), Витимо-Пеледуйский, Алысардахский и Нижне-Витимский валы.

Таблица 2 – Изученность аэромагнитной съёмкой

№ п/п	Предприятие, год выполнения работ, масштаб	Авторы
1.	Северо-Якутская аэромагнитная партия 14/55. 1955 г. Масштаб 1:1000000.	Блюменцвайг В.И.
2.	Аэрогеологическая экспедиция 5. 1953 г. Масштаб 1:200000.	Херувимова Е.Г.
3.	Якутская аэромагнитная партия 10/56. 1956 г. Масштаб 1:200000.	Блюменцвайг В.И.
4.	Пеледуйская партия. 1972 г. Масштаб 1:50000.	Корнейчук А.М. Костыгина К.А. ИТГУ
5.	Непская ОПП 5/75-77. 1975-76 гг. Масштаб 1:100000.	Давыдов В.Ф., Кульгин В.В. ИТГУ
6.	Северо-Пеледуйская аэромагнитная партия 30/79-80. 1979 г. Масштаб 1:50000.	Парасотка Б.С., Ванидовский В.И.

Таблица 3 – Изученность электроразведкой

№ п/п	Предприятие, год выполнения работ, масштаб	Авторы	Краткие результаты
1.	Ербогаченская электроразведочная партия 22/68. 1968 г.	Шпак И.П., Корбух Ю.А.	По поверхности кристаллического фундамента Лено-Нюйского междуречья выделены Предбайкальский прогиб, Ербогаченское погружение.
2.	Бугорканская электроразведочная партия 22/70. 1970 г.	Шпак И.П., Серова Л.М.	Оконтурен Непский свод, подтверждены Ботубинское поднятие, Ереминский выступ. Намечена Нюйская впадина.
3.	Поймыгинская 18 и Федоровская 19 электроразведочные партии. 1975 г.	Панкратов В.М. Зыкова Н.Ф.	По региональным маршрутам составлены геоэлектрические разрезы. Выделены участки с повышенной проводимостью в нижней части разреза.
4.	Тунгусская электроразведочная партия 24/76-77. 1976-77гг.	Зуев Е.Н., Зуева Л.А.	Выделено Пеледуйское поперечное поднятие, уточнены границы Непского и Мирнинского сводовых поднятий, намечен Чонский выступ кристаллического фундамента.
5.	Танарская электроразведочная партия 25/78-79.	Курьянов Ю.С., Акулов Ю.А.	Уточнено строение и гипсометрическое положение поверхности фундамента. Выделен ряд аномалий геоэлектрического поля, предположительно связываемых с наличием нефтегазовых залежей.
6.	Озерная электроразведочная партия 53/88-89. 1988-89гг. Масштаб 1:100000.	Шишкин В.К., Чистякова И.А.	Выделены зоны положительного, отрицательного и неоднозначного прогноза углеводородного насыщения коллекторов терригенной толщи. Установлены зоны увеличенного полезного объема коллекторов галогенно-карбонатной толщи.
7.	Талаканская электроразведочная партия 53/81-82. 1981-82 гг.	Курьянов Ю.С., Акулов Ю.А.	Изучен характер изменения суммарной продольной проводимости осадочного чехла. Выполнена оценка изменений проводимости нижней части разреза. Уточнено строение и гипсометрическое положение фундамента.

Таблица 4 – Изученность сейсморазведкой

№ п/п	Предприятие, год выполнения работ	Авторы	Краткие результаты
1.	(Усть-Га-дальская с/п 19/77-78). 1977-78 гг.	Голубова Н.П.	Подготовлена к разведке глубоким бурением по горизонту КВ Верхне-Нюйская структура. Выявлены Камдакитская и Нижне-Тымпучи-канская складки.
2.	Пеледуйская с/п 19/78-79 и Чонская с/п 17/78-79. 1978-79гг.	Голубова Н.П., Алиев М.Г. , Кузьмин И.В., Акулов Ю.А.	Подготовлена к разведке глубоким бурением центральная часть Талаканского поднятия. Выявлен ряд локальных складок.
3.	Джербинская с/п 13/79-80. 1979-80 гг.	Алиев М.Г. , Акулов Ю.А.	Подготовлена к разведке глубоким бурением Талаканская структура. В приплатформенной части Предпатомского прогиба выделен ряд линейных приразломных складок.
4.	Чонская с/п 17/79-80. 1979-80 гг.	Голубова Н.П., Акулов Ю.А.	Уточнено глубинное строение Пеледуйского свода, на северо-востоке которого выявлены Бучакская, Нижне-Боруокская, Саганская и Нижнехамакинская структуры. Подготовлено к разведке глубоким бурением Талаканское поднятие.
5.	Пеледуйская с/п 1/80-81. 1980-81 гг.	Алиев М.Г., Акулов Ю.А., Шамрай С.Д.	Подготовлены к разведке бурением Таранская и Гадалинская структуры, уточнено строение Делиндинской структуры. Выявлены Карстовая, Алинская и Аппинская складки.
6.	Талаканская с/п 3/87-88. 1987-88 гг.	Мельник А.И.	Прослежены опорные горизонты КВ, II на Центрально-Талаканском и Таранском месторождениях. Построены прогнозные карты распространения коллекторов и нефтегазопродуктивности осинского горизонта; выполнены структурные построения по горизонтам II и КВ.
7.	Талаканская с/п 1/93-94 и Алинская с/п 5/93-94. 1993-94 гг.	Мельник А.И.	Выделены продуктивные зоны хамакинского горизонта общей площадью 809 кв.км. Выявлена Алинская НАЛ общей площадью 684 кв.км. Подготовлена для передачи в глубокое бурение северная часть ловушки площадью 291 кв.км.
8.	Алинская с/п 2/94-95. 1994-95 гг.	Мельник А.И.	Уточнен структурный план по сейсмическим горизонтам КВ и II в северо-западной части Талаканского месторождения и на участке севернее Делиндинской структуры. Уточнено положение северной границы замещения коллекторов осинского горизонта на Талаканском месторождении.
9.	Алинская с/п 2/97-98, Алинская с/п N 2/98-99. 1997-99 гг.	Мельник А.И.	В ЮЗ части Чайндинской неантиклинальной ловушки получен кондиционный структурный план, пригодный для подсчета запасов УВ, уточнен структурный план по сейсмическим горизонтам КВ и II к юго-востоку от Талаканского месторождения, намечено структурное продолжение его восточного блока в южном направлении, намечена сейсмогеологическая модель осинского горизонта, выявлены зоны с возможным образованием биогермных построек, отмечены участки присутствия осинского продуктивного горизонта.



структурные построения. В результате подготовлена к разведке глубоким бурением Западная структура.

Работы ВСП проводились с 1976 года. В результате этих исследований разрез осадочного чехла оценен как тонкослоистый, высокоскоростной и резко дифференцированный по скоростям распространения сейсмических волн.

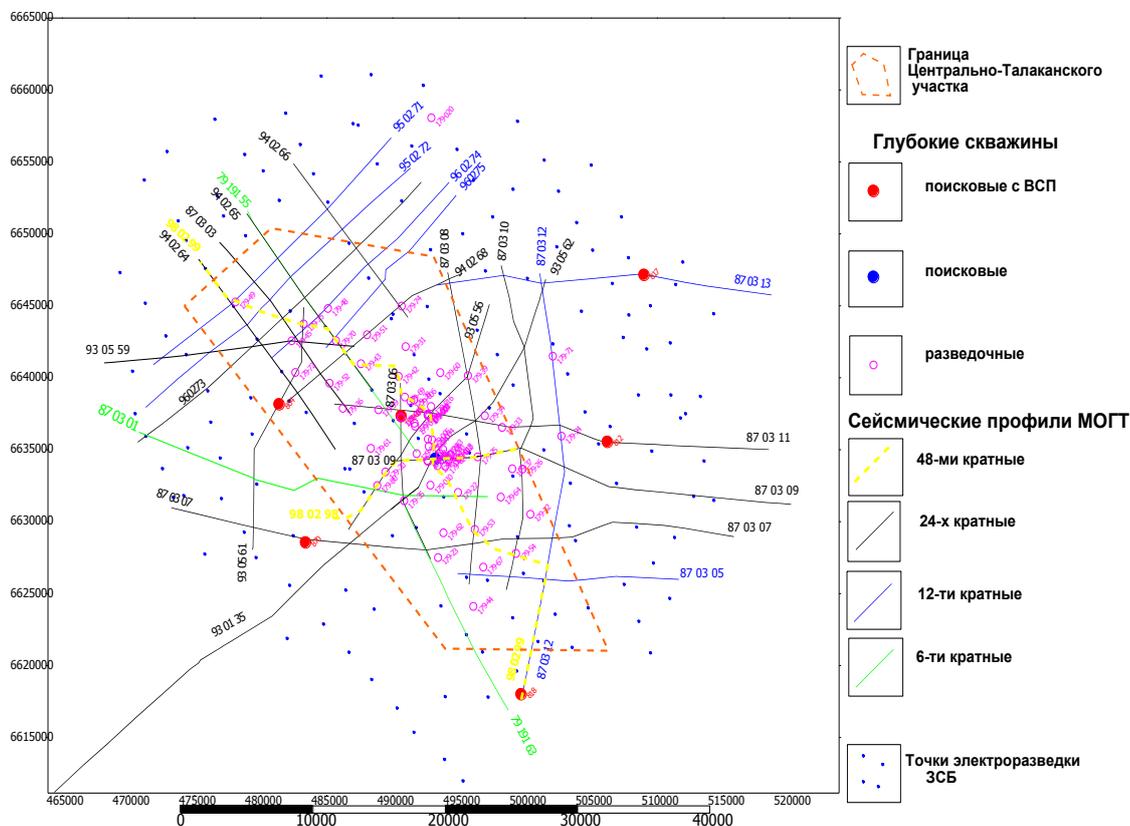


Рисунок 3 – Схема изученности Талаканской площади сейсморазведкой, электроразведкой и глубоким бурением

Прослежено 10-11 скоростных пластов, выполнена стратификация отражающих горизонтов, выделенных наземной сейсморазведкой.

Месторождение открыто в 1984 году. Разработка началась в начале 1990-х годов.

### 3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

Для анализа геофизических исследований скважин на центральном блоке Талаканского месторождения были рассмотрены данные по трем скважина: № 475 (приложение 4), № 75 (приложение 5), № 476 (приложение 6), в интервале осинского продуктивного горизонта О-1.

В данном интервале применен следующий комплекс ГИС: ГК, НКТ, АК, БК-3, ВИКИЗ, резистивиметрия.

Кровлей осинского горизонта является толща солевых отложений, которая характеризуется следующим изменением по ГК имеет значения от 0,375 до 3 (мкР/ч); по НКТ наблюдается повышение 23 - 34 (у.е.); БК-3 соответствуют максимальные значения по трем скважинам в диапазоне 5 200 - 29 000 (Ом·м); по ВИКИЗ наблюдаются максимальные значения; АК имеет примерно среднее изменение в пределах 220 - 230 (мкс/м).

*Продуктивный горизонт* слагается карбонатными породами, изменение которых по ГИС представлено следующим образом:

Доломиты, залегающие между коллекторами, характеризуются понижением ГК и меняются от 0,12 до 3,38 (мкР/ч); НКТ имеет повышенные значения и меняется в пределах 11,5 - 27 (у.е.); БК соответствует высоким значениям близким к максимальным; ВИКИЗ незначительно изменяется в меньшую сторону относительно значений в солях; значения АК - пониженные, чуть меньше среднего, диапазон изменения 150 - 175 (мкс/м).

Глинистые доломиты, так же являющиеся пропластками, представлены повышенным изменением ГК в диапазоне от 3,75 до 6 (мкР/ч) ; по НКТ наблюдаются высокие значения, чуть меньше в сравнении с солями.; БК-3 изменяется от 800 до 4 000 (Ом·м); ВИКИЗ в глинистых доломитах почти не отличается от значений в доломитах; по АК глинистые доломиты представлены средними значениями между солями и доломитами в диапазоне 163 - 165 (мкс/м).

Глины характеризуются повышенными ГК до 6 (мкР/ч); сильным понижением НКТ 3,3 - 8,2 (у.е.); по БК-3 видно, что глинам соответствуют минимальные и ближе к средним значения от 30 до 3 000 (Ом·м); по ВИКИЗ характеризуются понижением и представлены меньше доломитов, соответствуют минимуму в подстилающих коллектор породах; средними значениями по АК, между солями и доломитами, 180 (мкс/м).

По анализу каротажных диаграмм в скважине № 475 (табл. 6) получена следующая характеристика.

Таблица 6 – Геофизическая характеристика по скважине № 475

Пласты	Интервал (м)	Методы				Литология	Флюиды
		ГК	НКТ	АК	БК - 3		
Покрышка	724-727	0,375 - 1,5	23 - 27,9	220 - 230	19 000	Соли	–
Переслаивающиеся	727 - 727,7	1,3	10,5	195	3 500	Доломиты	–
Коллектор	728,27 - 730,5	4,125	7,1 - 11,5	168	200	Доломиты с переслоями глинистых доломитов	Газ + нефть (коллектор с низкими

							ФЕС)
Переслав ающие	730,5 - 731	0,188 - 1,32	11,5 - 26	150 - 175	40 - 19 000	Доломиты	–
Переслав ающие	731 - 731,6	3,75 - 6,0	13,5 - 21	163 - 165	800 - 4 000	Глинистые доломиты	–
Переслав ающие	732,5 - 734	0,65 - 6,0	19 - 24	165 - 170	19 000	Доломиты с переслоями глинистых доломитов	–
Коллектор	734 - 735,5	0,65 - 3,3	6,4 - 7,3	158 - 160	500 - 2 000	Доломиты	Нефть (коллектор с низкими ФЕС)
Коллектор	739,2 - 741,1	1,45	2,2	209	50	Доломиты с переслоями глинистых доломитов	Нефть + вода
Коллектор ы	742 - 744,3	1,88 - 2,06	2,4 - 4,1	180 - 198	19 - 95	Глинистые доломиты	Нефть + вода
Коллектор ы	744,3 - 744,8	4,63	9	167	1 500	Доломиты	Нефть + вода (коллектор с низкими ФЕС)
Коллектор ы	746,5 - 748	0,75 - 2,0	2,2 - 6,4	170 - 205	11 - 180	Доломиты	Вода
Коллектор ы	748 - 748,6	1,5 - 2,06	2,7 - 4	184 - 188	15 - 135	Глинистые доломиты	Вода
Подстила ющие	785 - 786,11	5,0	3,6	190	40	Глины	–
Подстила ющие	786,11 - 793,1	0,75 - 3,38	9 - 18,5	160 - 176	1 200 - 18 000	Доломиты с переслоями глинистых доломитов	–
Коллектор ы	793,1 - 793,8	3,18	6,4	170	158	Доломиты	Вода
Подстила ющие	793,8 - 798,4	1,125 - 1,388	10,4 - 17,5	150	4 100	Доломиты	–
Подстила ющие	798,4 - 801,2	1,5 - 2,21	12,2 - 13,5	160 - 165	400 - 7 000	Глинистые доломиты	–
Подстила	801,2 - 802	5,25 - 5,45	4 - 4,3	170 - 182	170 - 1 000	Глины	–

ющие							
------	--	--	--	--	--	--	--

Продуктивный горизонт залегает в интервале 728,27 - 786,11 (м). Имеет семь пластов-коллекторов, включающих различные флюиды:

*Первый* залегает в интервале 728,27 - 730,5 (м) сложен доломитами с переслоями глинистых доломитов. Имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства. Содержит флюиды газа и нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК представлен положительной аномалией и имеет значение 4,125 (мкР/ч); НКТ - наоборот, выделяется понижением и составляет 7,1 (у.е.); по БК-3 так же видно сильное изменение в меньшую сторону до 200 (Ом·м); ВИКИЗ – в данном интервале заметно различается между доломитами и глинистыми доломитами, а именно в глинистых доломитах уменьшается, а в доломитах наоборот возрастает; что касается метода АК изменение идет на понижение, значение составляет 168 (мкс/м).

*Второй* в интервале 734 - 735,5 (м) сложен доломитами. Коллектор имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства. Содержит флюиды нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК отмечается малыми значениям до 0,65 (мкР/ч); НКТ отмечается понижением и составляет 7,25 (у.е.); по БК-3 изменение уменьшается до 2 000 (Ом·м); по ВИКИЗ – наблюдается повышение до максимума; что касается метода АК, то заметно уменьшение и значение составляет около 159 (мкс/м).

*Третий* в интервале 737 - 739,2 (м) сложен глинистыми доломитами. Имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства. Содержит флюиды нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК резко увеличивается и имеет значение 3,3 (мкР/ч); НКТ - наоборот, выделяется понижением и составляет 6,5 (у.е.); по БК-3 так же видно понижение до 700 (Ом·м); ВИКИЗ – в данном интервале резко изменяется в меньшую сторону; что касается метода АК, изменение идет на понижение, значение составляет 160 (мкс/м).

*Четвертый* в нтервале 739,2 - 741,1 (м) сложен доломитами с переслоями глинистых доломитов. Коллектор имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Содержит флюиды нефти и воды. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК представлен низкими значениями до 1,45 (мкР/ч); по НКТ наблюдается сильное понижение до 2,2 (у.е.); по БК-3 заметно сильное понижение до 50 (Ом·м); по ВИКИЗ отмечается понижение; АК отмечается повышенным значением 209 (мкс/м).

*Пятый* в интервале 742 - 744 (м) сложен глинистыми доломитами. Коллектор имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Содержит флюиды нефти и воды. По

геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: повышение ГК до 2,06 (мкР/ч); по НКТ наблюдается сильное понижение, значение составляет 4 (у.е); по БК-3 так же отмечается понижение, значение составляет 95 (Ом·м); данные ВИКИЗ соответствуют данным четвертого интервала; значение по АК уменьшается до 180 (мкс/м).

*Шестой* в интервале 745,5 - 746,5 (м) сложен глинистыми доломитами. Коллектор имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Содержит флюиды нефти и в большей степени воды. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: по ГК уменьшение до 1,88 (мкР/ч); по НКТ наблюдается сильное понижение до 2,4 (у.е); по БК-3 идет понижение, значение составляет 19 (Ом·м); ВИКИЗ имеет сильное понижение, что говорит о преобладании воды в коллектор; АК возрастает до 198 (мкс/м).

*Седьмой* в интервале 746,5 - 783,8 (м) сложен доломитами и глинистыми доломитами. Коллектор имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Содержит флюиды воды. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами:

*Для доломитов* ГК отмечается понижением, изменяется в интервале 0,75 - 2 (мкР/ч); по НКТ так же идет понижение, интервал изменения 2,2 - 6,4 (у.е); по БК-3 отмечается заметное повышение, изменение значений соответствуют интервалу 18 - 120 (Ом·м); ВИКИЗ меняется в большую сторону относительно глинистых доломитов. Относительно подстилающих пород – идет на понижение; АК понижается, значения изменяются в диапазоне 170 - 205 (мкс/м).

*Для глинистых доломитов* ГК возрастает, значения изменяются в пределах 1,5 - 3,56 (мкР/ч); НКТ убывает, значения меняются в пределах 2,7 - 4 (у.е); по БК-3 наблюдается понижение, интервал значений 20 - 50 (Ом·м); ВИКИЗ идет в меньшую сторону относительно доломитов; АК возрастает до 186 (мкс/м).

Средние значения ГИС для пород подстилающих продуктивный горизонт

Доломиты по ГК - 1,25 (мкР/ч); по НКТ - 28 (у.е); по БК-3 - 4 100 (Ом·м); по АК - 150 (мкс/м).

Доломиты с переслоями глинистых доломитов по ГК - 2,06 (мкР/ч); по НКТ - 14 (у.е); по БК-3 - 4 500 (Ом·м); по АК - 168 (мкс/м).

Глинистые доломиты по ГК - 1,85 (мкР/ч); по НКТ - 12,8 (у.е); по БК-3 - 4 000 (Ом·м); по АК - 163 (мкс/м).

Глины по ГК - 5,35 (мкР/ч); по НКТ - 4,2 (у.е); по БК-3 - 600 (Ом·м); по АК - 175 (мкс/м).

По анализу каротажных диаграмм в скважине № 75 (табл. 7) получена следующая характеристика.

Таблица 7 – Геофизическая характеристика по скважине № 75

Пласты	Интервал (м)	Методы				Литология	Флюиды
		ГК	НКТ	АК	БК - 3		
Покрышка	614 - 622	0,562 - 1,87	26 - 34,5	223	25 000 - 29 000	Соли	–
Переслаивающиеся	622 - 624	2,05 - 2,3	10 - 17	180 - 231	1 000 - 2 000	Доломиты	–
Переслаивающиеся	624 - 625	5,06	3,55	200	30	Глины	–
Коллекторы	631,2 - 634	0,94 - 4,9	8,8 - 14,7	157 - 164	190 - 5 500	Доломиты	Газ + нефть (коллекторы с низкими ФЕС)
Коллекторы	634 - 634,8	0,375 - 0,8	22 - 27	165 - 172	4 000	Доломиты	–
	637,5 - 639	0,545 - 3,56	4,8 - 10	165 - 210	200 - 3 000	Доломиты	Газ + нефть
Коллекторы	663 - 675,6	0,75 - 1,45	2 - 5,25	170-232	145 - 780	Доломиты	Нефть
Коллекторы	675,6 - 681,7	0,94 - 3	19- 26,5	160	2 000 - 4 000	Доломиты	Нефть (коллекторы с низкими ФЕС)
Подстилающие	688,5 - 690	1,5 - 6,0	3,3 - 18	150 - 208	41 - 3 000	Глины	–
Подстилающие	690 - 692,3	0,56 - 2,625	7,3 - 22	157 - 210	60 - 3 000	Доломиты	–

Продуктивный горизонт залегает в интервале 631,24 - 690,31(м). Имеет девять пластов-коллекторов, включающих различные флюиды:

*Первый* отмечен в интервале 631,2 - 634 (м) сложен доломитами. Имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды газа и нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК резко увеличивается до 3 (мкР/ч); НКТ - наоборот, выделяется понижением и составляет 8,8 (у.е.); кривая БК-3 характеризуется уменьшением, значение соответствует 1 000 (Ом·м); по АК наблюдается понижение, значение составляет 164 (мкс/м).

*Второй* отмечен в интервале 634,8 - 636,6 (м) сложен доломитами. Имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды газа и нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК резко увеличивается до 4,87 (мкР/ч); НКТ - наоборот, выделяется понижением и составляет 12,5 (у.е.); кривая БК-3 характеризуется уменьшением, значение соответствует 390 (Ом·м); по АК наблюдается понижение, значение составляет 157 (мкс/м).

*Третий* отмечен в интервале 637,5 - 639 (м) сложен доломитами. Коллектор имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды газа и нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК резко увеличивается до 3,56 (мкР/ч); НКТ - наоборот, выделяется понижением и составляет 9,2 (у.е.); БК-3 характеризуется уменьшением, значение соответствует 200 (Ом·м); по АК наблюдается повышение, значение составляет 170 (мкс/м).

*Четвертый* отмечен в интервале 640 - 646 (м) сложен доломитами. Коллектор имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды газа и нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК резко увеличивается до 4,9 (мкР/ч); НКТ - наоборот, выделяется понижением и составляет 13 (у.е.); БК-3 характеризуется уменьшением, значение соответствует 2 000 (Ом·м); по АК наблюдается понижение, значение составляет 160 (мкс/м).

*Пятый* отмечен в интервале 646 - 663 (м) сложен доломитами. Коллектор имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды газа и нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: понижением ГК, средними значениями 0,545 - 2,18 (мкР/ч); НКТ - выделяется понижением и составляет средние значения 4,8 - 10 (у.е.); БК-3 характеризуется средним изменением и значения составляют 600 - 3 000 (Ом·м); по АК наблюдается возрастание, значения составляют 165 - 210 (мкс/м).

*Шестой* отмечен в интервале 663 - 675,6 (м) сложен доломитами. Коллектор имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: изменения по ГК практически соответствуют ГК в пятом коллекторе и составляют 0,75 - 1,45 (мкР/ч); НКТ выделяется понижением и составляет 2 - 21 (у.е.); БК-3 характеризуется так же понижением в пределах 200 - 780 (Ом·м); по АК наблюдается понижение, значение составляет 180 (мкс/м).

*Седьмой* отмечен в интервале 675,6 - 681,7 (м) сложен доломитами. Коллектор имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК понижается, имеет низкие значения 0,94 (мкР/ч); НКТ возрастает и составляет 20 (у.е.); БК-3 возрастает, имеет значение 2 000 (Ом·м); по АК наблюдается уменьшение, значение составляет 160 (мкс/м).

*Восьмой* отмечен в интервале 681,7 - 687,3 (м) сложен доломитами. Коллектор имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК возрастает до 1,3

(мкР/ч); НКТ убывает, значения отмечаются в интервале 2,3 - 5,25 (у.е.); БК-3 убывает, имеет значение 145 (Ом·м); по АК заметно увеличение, значение составляет 250 (мкс/м).

Девятый отмечен в интервале 687,3 - 688,5 (м) сложен доломитами. Коллектор имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК возрастает до 3 (мкР/ч); НКТ возрастает до 26,5 (у.е.); БК-3 отмечается повышением до 4 000 (Ом·м); АК отмечается понижением до 160 (мкс/м).

Каротаж ВИКИЗ на всем продуктивном интервале не меняется и соответствует примерно одним средним значениям. В глинах ВИКИЗ имеет наименьшие значения. В доломитах и солях – наибольшие.

В подошве осинского горизонта выделяется толща подстилающих пластов доломитов и глин со следующей характеристикой. Доломиты по ГК - 1,6 (мкР/ч); по НКТ - 15 (у.е.); по БК-3 - 1 550 (Ом·м); по АК - 185 (мкс/м). Глины по ГК - 3,7 (мкР/ч); по НКТ - 5,75 (у.е.); по БК-3 - 1 500 (Ом·м); по АК - 180 (мкс/м).

По анализу каротажных диаграмм в скважине № 476 (табл. 8) получена следующая характеристика.

Таблица 8 – Геофизическая характеристика по скважине № 476

Пласты	Интервал (м)	Методы					Литология	Флюиды
		ГК	НКТ	АК	БК - 3	БК - 5		
Покрышка	699 - 708,5	0 - 3	45 - 170	170 - 230	400 - 10 000	25 - 290	Соли	–
Коллектор	708,5 - 710	2,06 - 2,25	26 - 26	178	200 - 500	150 - 280	Доломиты	Газ + нефть
Переслаивающий	710 - 711	0,12 - 0,370	37 - 95	156 - 170	3200 - 10800	420 - 3 500	Доломиты	–
Коллектор	712,2 - 714,3	2,5	15,5	178	350	400	Доломиты	Газ + нефть (коллектор с низкими ФЕС)
Коллектор	715,5 - 718,5	0,75 - 2,23	12 - 35	158 - 160	440 - 1 000	190 - 450	Доломиты	Нефть (коллектор с низкими ФЕС)
Коллектор	718,5 -	0,75 - 1,2	7 - 16	160 - 194	110 - 800	38 - 290	Доломиты	Нефть

	734							
Коллектор	741 - 753	0,57 - 1,9	6,5 - 11	168 - 196	18 - 125	9 - 50	Доломиты	Нефть + вода
Коллектор	753 - 758	0,75 - 1,5	4 - 12	178 - 200	7 - 32	4,3 - 10	Доломиты	Вода
Переслаивающий	758 - 763	1,5 - 3,75	2 - 10	156 - 192	90	57	Плотный прослой доломитов	–
Подстилающий	763 - 773	0,75 - 2,3	2,8 - 8,3	150 - 178	195 - 6 200	150 - 600	Доломиты	–

Продуктивный горизонт залегает в интервале 708,43 - 762,13 (м). Имеет девять пластов-коллекторов, включающих различные флюиды:

*Первый* отмечен в интервале 708,43 - 710 (м). Коллектор сложен доломитами, имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды нефти и газа. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК возрастает до 2,25 (мкР/ч); НКТ понижается до 26 (у.е.); БК-3 отмечается понижением до 250 (Ом·м); АК отмечается понижением до 178 (мкс/м).

*Второй* отмечен в интервале 711 - 711,7 (м). Коллектор сложен доломитами, имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды нефти и газа. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК возрастает до 2,06 (мкР/ч); НКТ понижается до 26 (у.е.); БК-3 отмечается понижением до 400 (Ом·м); АК отмечается понижением до 178 (мкс/м).

*Третий* отмечен в интервале 712,2 - 714,3 (м). Коллектор сложен доломитами, имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды нефти и газа. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК возрастает до 2,5 (мкР/ч); НКТ понижается до 15,5 (у.е.); БК-3 отмечается понижением до 400 (Ом·м); АК отмечается понижением до 178 (мкс/м).

*Четвертый* отмечен в интервале 715,5 - 718,5 (м). Коллектор сложен доломитами, имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК возрастает до 2,23 (мкР/ч); НКТ понижается, значение в интервале равно 22 (у.е.); БК-3 отмечается понижением, значение в интервале 450 (Ом·м); АК отмечается понижением до 158 (мкс/м).

*Пятый* отмечен в интервале 718,5 - 734 (м). Коллектор сложен доломитами, имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК убывает, значение

в интервале 0,9 (мкР/ч); НКТ убывает, значение равно 13 (у.е.); БК-3 отмечается понижением и составляет 700 (Ом·м); АК отмечается повышением и имеет значение 175 (мкс/м).

*Шестой* отмечен в интервале 734 - 736,5 (м). Коллектор сложен доломитами, имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК убывает, значение равно 0,75 (мкР/ч); НКТ идет на увеличение и имеет значение 14 (у.е.); по БК-3 наблюдается увеличение до 1 000 (Ом·м); АК понижается до 160 (мкс/м).

*Седьмой* отмечен в интервале 736,5 - 741 (м). Коллектор сложен доломитами, имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды нефти. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК возрастает до 1 (мкР/ч); НКТ напротив, уменьшается, значение равно 12 (у.е.); по БК-3 наблюдается понижение равное 450 (Ом·м); АК изменяется в большую сторону, имеет значение 175 (мкс/м).

*Восьмой* отмечен в интервале 741 - 753 (м). Коллектор сложен доломитами, имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды нефти и воды. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК возрастает до 1,3 (мкР/ч); НКТ напротив, уменьшается, значение равно 0,9 (у.е.); по БК-3 наблюдается понижение равное 60 (Ом·м); АК изменяется в меньшую сторону, имеет значение 170 (мкс/м).

*Девятый* отмечен в интервале 753 - 758 (м). Коллектор сложен доломитами, имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Включает в себя флюиды воды. По геофизическим данным характеризуется следующими параметрами: ГК убывает до 1,1 (мкР/ч); НКТ так же, уменьшается, значение равно 8 (у.е.); по БК-3 наблюдается понижение до значения 17 (Ом·м); АК изменяется в большую сторону, имеет значение 190 (мкс/м).

ВИКИЗ изменяется при контактах между нефтегазовыми и нефтяными коллекторами и нефтяными и водными. Нефтяные коллекторы характеризуются средними значениями, нефтегазовые – высокими, водные – низкими. Переслаивающие доломиты имеют средние значения, глины – самые низкие.

*Средние значения ГИС для пород подстилающих продуктивный горизонт*

Плотный прослой доломитов по ГК - 2,63 (мкР/ч); по НКТ - 6 (у.е.); по БК-3 - 90 (Ом·м); по АК - 174 (мкс/м).

Доломиты по ГК - 1,5 (мкР/ч); по НКТ - 5,5 (у.е.); по БК-3 - 1 000 (Ом·м); по АК - 164 (мкс/м).

### *Сравнительный анализ*

По результатам анализа каротажных диаграмм, можно сделать заключение о их изменениях в пластах-коллекторах разного насыщения. Таким образом:

*Пласты скважины № 475* в основном являются водоносными. ГК характеризуется низкими значениями радиоактивности, превышения заметны в интервале, сложенном глинистыми доломитами. Кривая НКТ отмечается средними значениями. По боковому каротажу заметно сильное понижение, соответствующее низким значениям сопротивления. По данным ВИКИЗ наблюдается сильное понижение кривой, что соответствует уменьшению сопротивления пластов; по акустическому каротажу значения соответствуют средним.

*Пласты-коллекторы скважины № 75* характеризуются содержанием флюидов нефти и газа в верхней половине и флюидами нефти – в нижней. По комплексу методов геофизического каротажа прослеживается изменение. В пластах насыщенных нефтью и газом радиоактивность выше, чем в пластах содержащих только нефть. По акустическому методу такое же изменение. Каротаж сопротивления (БК-3) меняется аналогично, кроме того, изменение идет еще и в коллекторах с разными качествами фильтрационно-емкостных свойств: в нефтегазовых коллекторах с низкими ФЕС отмечается уменьшение до самых малых значений, в тех же коллекторах с высокими ФЕС сопротивления соответствуют средним значениям. Что касается коллекторов, насыщенных только нефтью – наблюдается обратная зависимость: нефтяные коллекторы с низкими ФЕС имеют большее сопротивление нежели те же коллекторы с высокими. По ВИКИЗ – уменьшение: пласты с флюидами имеют сопротивление меньше, не насыщенных пород; между характером насыщения (нефть и газ) изменения не заметны. По нейтронному методу наблюдаются средние значения в нефтяных пластах и пониженные в нефтегазовых. В нефтяных коллекторах с низкими ФЕС данные НКТ соответствуют высоким значениям, с высокими – низким. В нефтегазовых так же.

*Пласты-коллекторы по скважине № 476* имеют различный характер насыщения нефть, газ, вода.

В нефтегазовых и нефтяных пластах изменения кривых аналогичны изменениям в скважине № 75. В водоносных пластах: значения ГК, НКТ, БК-3 и ВИКИЗ выделяются понижением; значения акустического каротажа соответствуют средним значениям.

## 4 Основные вопросы проектирования

### 4.1 Задачи геофизических исследований

В проектной скважине по результатам ГИС планируется решение следующих геолого-геофизических задач:

- а) Расчленение литологического разреза;
- б) Определение коллекторов;
- в) Расчет параметров ФЕС коллекторов;
- г) Определение газоводяного контакта (ГВК);

#### 4.2 Обоснование объекта исследования

По результатам анализа проведенных ранее работ установлена продуктивность осинского горизонта, характеризующаяся водяным, нефтяным и газовым составом. Горизонт вскрыт скважинами № 890, № 872, № 871, № 207-02, № 870, № 207-05, № 827, № 179-33, № 825, № 823, № 803. Приурочен к билирской свите, венд-кембрийской системе, палеозойской группе.

Для детального изучения свойств коллектора и уточнения положения ВНК, планируется заложение разведочной скважины № 1 в юго-восточном направлении от скважины № 872 в Таранском блоке Талаканского месторождения (рис. 7.). Заложение проектной скважины планируется методом клина на оси залежи вниз по падению продуктивных отложений [5].

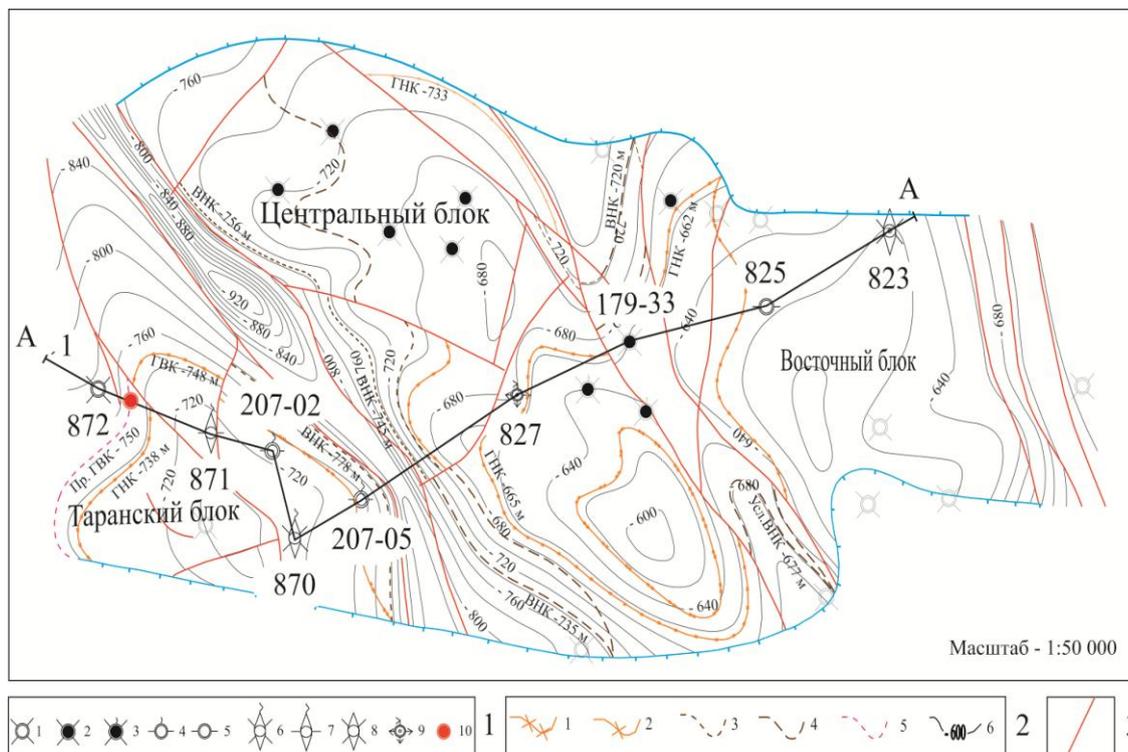


Рисунок 7 – Структурная карта по кровле коллекторов осинского продуктивного горизонта. 1 – скважины: 1 – ликвидированная; 2 – ликвидированная, давшая приток нефти; 3 – ликвидированная, давшая приток нефти и газа; 4 – в консервации, давшая приток газа; 5 – в консервации; 6 – поисковая, ликвидированная, давшая приток газа; 7 – поисковая, давшая приток газа, в консервации; 8 – поисковая, ликвидированная; 9 – нагнетательная; 10 – проектная. 2 – газонефтяные контакты: 1 – внутренний контур газоносности; 2 – внешний контур газоносности; 3 – внутренний контур нефтеносности; 4 – внешний контур нефтеносности; 5 – предполагаемый ВНК. 3 – тектонические горизонты

На рисунке 8 показано положение проектной скважины № 1 на геологическом разрезе, построенном по линии А-А. Проектная глубина скважины составляет 1164 м. (858,4 м по абсолютной отметке).

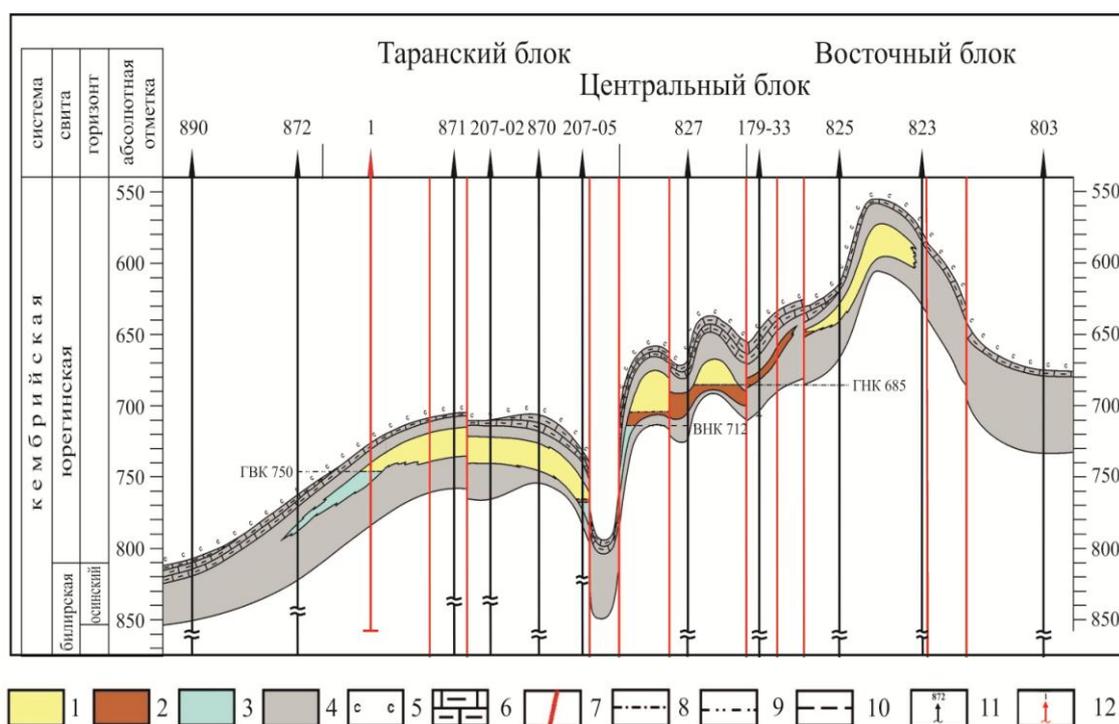


Рисунок 8 – Геологический разрез осинского горизонта по линии А-А. 1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – непроницаемые породы; 5 – соль; 6 – глинистые доломиты; 7 – тектонические нарушения; 8 – газонефтяной контакт; 9 – газовойодяной контакт; 10 – водонефтяной контакт; 11 – скважина № 872; 12 – проектная скважина

Строительство скважины проводится в несколько этапов, каждый из которых сопровождается выполнением комплекса ГИС. Проектируемая скважина имеет следующую конструкцию. Предполагается бурение и спуск кондуктора на глубину 400 м. Комплекс ГИС на этом этапе включает: РК (ГК+ НГК), инклинометрию, кавернометрию (КВ), акустический цементмер (АКЦМ), акустический каротаж (АК), ЛМ.

После, производится спуск эксплуатационной колонны до забоя (1164 м) на этом этапе в ГИС добавляются методы: боковой каротаж (БК) и гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П).

Комплекс ГИС, применяемый при конструировании скважины представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Комплекс ГИС при конструировании скважины

№№ П/П	Виды исследований	Масштаб	Исследования проводятся		
			Глубина, м	от	до
При забое 400 м					
1	РК (ГК + НГК)	1:200, 1:500	400	400	0
2	Инклинометрия	ч/з 25 м	400	400	0
3	КВ	1:200, 1:500	400	400	180
4	АКЦ	1:500	400	180	0
5	ЛМ	1:500	400	180	0
6	АК	1:200	400	400	180
После спуска 324 мм колонны					
1	АКЦ	1:500	400	400	0
2	ЛМ	1:500	400	400	0
При забое 900 м					
1	РК (ГК + НГК) привязка	1:200, 1:500	900	900	350
При забое 935 м					
1	РК (ГК + НГК)	1:200, 1:500	935	935	850
2	БК	1:200, 1:500	935	935	400
3	КВ	1:200, 1:500	935	935	400
4	Инклинометрия	ч/з 25 м	935	935	350
5	ГГК-П	1:200, 1:500	935	935	400
6	АК	1:200	935	935	400
При забое 990 м					
1	РК (ГК + НГК)	1:200, 1:500	990	990	885
2	БК	1:200, 1:500	990	990	935
3	КВ	1:200, 1:500	990	990	935
4	Инклинометрия	ч/з 25 м	990	900	885
5	АК	1:200	990	990	935
6	АКЦ	1:500	990	935	0
7	ЛМ	1:500	990	935	0
8	ГГК-П	1:200, 1:500	990	990	935

Проектом предусматривается вскрыть следующий стратиграфический разрез (табл. 10).

Таблица 10 – Стратиграфическая разбивка для проектируемой скважины №1

Краткое литологическое описание пород		
Кровля, м	Стратиграфия	Литология
0	Четвертичная система Кембрийская система Верхний-средний отделы	Пески, галечники, суглинки, глины, супеси
5	Верхоленская серия	Мергили, аргиллиты, доломиты глинистые
30	Метегерская свита Срдений-нижний отделы	Доломиты, известняки загипсованные
115	Ичерская свита Нижний отдел	Известняки, доломиты
160	Черская свита	Доломиты глинистые, аргиллиты
310	Олекминская свита	Известняки, доломиты ангидритизированные
405	Толбачанская свита	
405	Верхняя подсвита	Доломиты, известняки
600	Нижняя подсвита	Доломиты, известняки ангидритизированные
690	Эльгянская свита	Доломиты и известняки глинистые с прослоями аргиллитов
750	Непбинская свита	Доломиты с прослоями аргиллитов, солей
800	Юрегинская свита	Соль, доломиты глинистые, аргиллиты
1080	Билирская свита Верхняя подсвита	Доломиты, известняки
1165	Забой	

#### 4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

На физико-геологической модели осинского продуктивного горизонта по разрезу скважины № 476 представлена геофизическая характеристика (рис. 9).

Продуктивный горизонт залегает в интервале 708,43 - 762,13 (м). По содержанию флюидов выделяется четыре интервала: газонефтяной, нефтяной, водонефтяной и водяной. В связи с чем наблюдаются следующие изменения:

*в газонефтяном* пласте: ГК имеет максимальное значение, равное 1,63 (мкР/ч); НКТ, так же отличается высоким значением 23,5 (у.е.); БК-3 в данном интервале является наибольшим и соответствует 600 (Ом·м); по АК наблюдается наименьшее значение – 160 (мкс/м).

*в нефтяном* пласте: ГК минимальное 0,98 (мкР/ч); НКТ характеризуется средними значениями, что соответствует 11,5 (у.е.); БК-3 тоже в среднем диапазоне, 450 (Ом·м); по методу АК изменение между малым и средним диапазоном 177 (мкс/м).

*в водонефтяном* пласте: значения ГК находятся между минимальными и средними, что составляет 1,24 (мкР/ч); НКТ становится ниже, чем в предыдущем пласте 8,75 (у.е.); БК-3, так же понижается относительно предыдущего, и отмечается значением 72 (Ом·м); АК наоборот, повышается и соответствует среднему значению 182 (мкс/м).

в водяном пласте наблюдается следующее изменение: ГК – 1,5 (мкР/ч); НКТ – 8 (у.е.); БК-3 – 20 (Ом·м); АК – 190 (мкс/м).

Таким образом, наблюдается следующая зависимость от газонефтяного пласта к водяному: радиоактивность в нефти уменьшается до минимума, в воде средняя, в нефтегазовом – максимальная. НКТ и БК-3 уменьшаются; скорость прохода акустических волн увеличивается и составляем максимум в воде.

Также приведены параметры проницаемости и пористости. Проницаемость меняется от 0,001 до 820 (мД). Пористость меняется от 0 до 0,2 (долей ед.), максимальная пористость по керну составляет 0,185 (доли ед.), по ГИС примерно столько же, однако интервалы исследования разные.

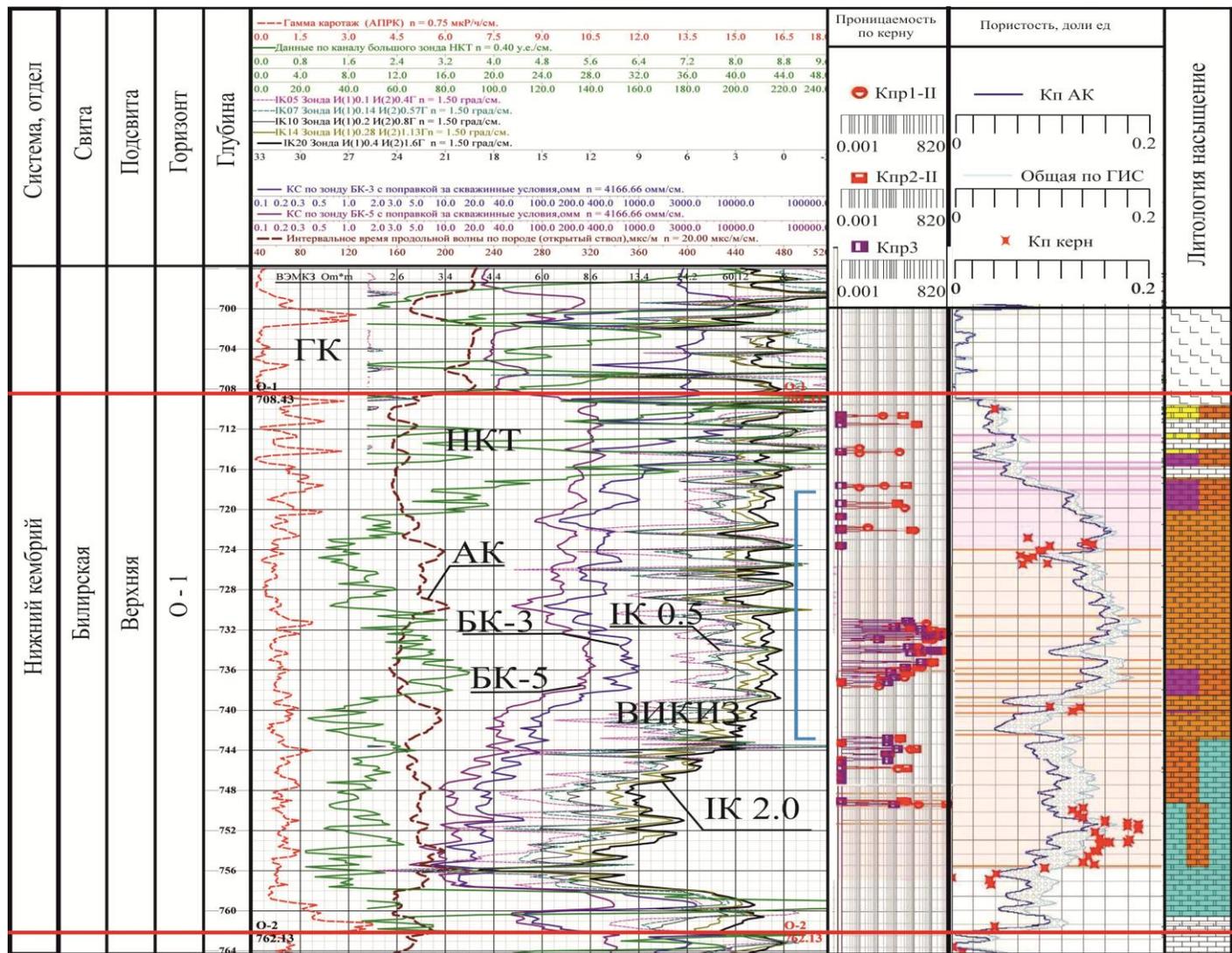


Рисунок 9 – Физико-геологическая модель осинского горизонта

На основе поставленных задач и результатов ранее проведенных геофизических работ планируется комплекс методов геофизических исследований, включающий в себя: ГК, НГК, НКТ, БК, ВИКИЗ, АК инклинометрию, резистивиметрию, кавернометрию, а также для доизученности разреза стандартный каротаж, БКЗ и ННК.

Стандартный, радиоактивный каротаж и ВИКИЗ проводится для литологического расчленения разреза и определения мощностей горных пород, слагающих разрез. Так же по данным ПС и ГК определяется глинистость пород.

Выделение коллекторов проводится по методам ПС, ГК, БКЗ ВИКИЗ

Кавернометрия заключается в измерении среднего диаметра скважины. При выделении коллекторов в терригенных разрезах наблюдается уменьшение диаметра скважины, за счет образования глинистой корки, и увеличение диаметра в глинах, за счет размывания их буровым раствором [6].

Для определения пористости коллекторов применяются методы АК, НКТ и ННК

Для оценки положения водонефтяных и газоводяных контактов применяются методы ВИКИЗ и БКЗ.

Гамма-каротаж (ГК) – метод основан на изучении естественной радиоактивности горных пород, обусловленной в основном , изотопами уранового, ториевого рядов и изотопами калия [6].

Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ) – основан на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного импульсного источника и измерении плотности потоков тепловых нейтронов , образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. [6]

*Нейтронный гамма-каротаж (НГК)* - метод исследований скважин, основанный на облучении горн, пород быстрыми нейтронами и регистрации гамма-излучения, возникающего при захвате тепловых нейтронов в горной породе [6].

Боковой каротаж (БК) – предназначен для электрических исследований трехэлектродными и многоэлектродными зондами с фокусировкой тока в радиальном направлении с помощью экранных электродов. Значения кажущихся сопротивлений , измеряемых при боковом каротаже, слабо искажаются влиянием скважины и вмещающих пород. Эффективен для изучения разрезов с частым чередованием пластов [6].

Боковое каротажное зондирование – относится к группе электрических методов, с использованием нескольких однотипных нефокусированных зондов различной длины [7]

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) – основан на измерении относительных фазовых характеристик высокочастотного электромагнитного поля, создаваемого генераторными катушками.

Особенностью метода является высокое пространственное разрешение, что благоприятно сказывается при исследовании маломощных пластов [7].

Акустический каротаж (АК) – основан на изучении акустических свойств горных пород . Измеряется время пробега прямой или преломленной волны от источника до приемника, установленных на зонде [6].

Стандартный каротаж: ПС, КС

Метод потенциалов собственной поляризации (ПС) – основан на изучении естественного электрического. Причиной возникновения электродвижущей силы самопроизвольной поляризации (ПС) является наличие в скважине и около нее диффузионных, диффузионно-адсорбционных и фильтрационных потенциалов, которые возникают в результате разности концентраций солей в пластовой воде и промывочной жидкости [7].

Каротаж сопротивления (КС) – основной метод электрического каротажа, в основе которого лежит различное удельное электрическое сопротивление горных пород. Измерения проводятся каротажным зондом [7].

Инклинометрия – методика определения угла отклонения оси скважины и азимута ее искривления по отношению к устью. Проводится для определения траектории скважины. Для измерений применяется специальный прибор – инклинометр [7]

Резистивиметрия – основана на измерении удельного электрического сопротивления бурового раствора или промывочной жидкости, заполняющей скважину. Основным фактором, определяющим сопротивление водного раствора является содержание в нем растворимых солей. [6]

Кавернометрия – измерение среднего диаметра скважины , оборудование для измерения называется каверномер. В результате измерений формируется кавернограмма, то есть кривую зависимости диаметра скважины от глубины [6].

## 5 Методические вопросы

### 5.1 Методика проектных геофизических работ

Для сокращения времени работы на буровой и обеспечения хорошего качества результатов исследований скважин часть подготовительных работ проводится еще на базе. В задачи такой подготовки входит проверка исправности и работоспособности аппаратуры, изоляции кабеля и электрических цепей лаборатории и подъемника, а также скважинных приборов [8].

Перед приездом геофизической партии на буровую работники буровой бригады под наблюдением представителя геологической службы готовят скважину к проведению геофизических исследований: тщательно ее промывают, контролируют плотность, вязкость, водоотдачу промывочной жидкости, определяют содержание в ней песка и других механических примесей, что обеспечивает хорошую проходимость скважинных приборов до забоя и беспрепятственный их подъем, а также получение качественных результатов геофизических измерений.

К началу геофизических исследований все работы вблизи устья скважины и мостков должны быть прекращены.

По приезде геофизической партии на буровую, работники приступают к подготовительным работам: устанавливают лабораторию, подъемник и блок-баланс согласно требованиям техники безопасности, собирают схемы внешних соединений и проверяют работу основных узлов измерительной схемы.

Скважинный прибор присоединяется к кабелю и переносится к устью скважины. Для обеспечения правильности привязки шкалы глубин на диаграмме к фактическим глубинам измеряется и записывается расстояние от точки замера или скважинного прибора до первой метки на кабеле, т. е. определяется цена первой метки.

Спуск кабеля в скважину производится плавно, без рывков, с постоянной скоростью, согласно правилам техники безопасности. Движение скважинного прибора контролируется по показаниям динамометра, установленного на блоке-балансе, или по величине стрелы прогиба кабеля между блок-балансом и лебедкой. Однако наиболее надежный способ контроля движения прибора в скважине – наблюдение за показаниями регистрирующих приборов, включенных в схему измерений какого-либо геофизического параметра (например  $u_{СП}$ ). Прекращение движений блика гальванометра сигнализирует об остановке прибора в скважине.

Геофизические параметры измеряются в скважинах, как правило, в процессе подъема скважинного прибора. Скорость подъема кабеля зависит от мощности пластов, представляющих интерес для изучения, а также инерционности измерительной аппаратуры и определяется для различных видов исследований "Технической инструкцией на проведение геофизических исследований". Чем меньше мощность прослоев, которые желательно выделить в разрезе, и больше время установления подвижной системы регистрации прибора, тем с меньшей скоростью следует записывать диаграмму.

Глубина, на которой находится скважинный прибор, приближенно оценивается по показаниям счетчика глубин, приводимого в действие электрическим датчиком,

связанным с вращением ролика блок-баланса. Однако из-за изменения диаметра кабеля вследствие его растяжения и износа, а также из-за возможности проскальзывания кабеля по ролику блок-баланса эти показания, а также масштаб глубин на регистрируемых диаграммах могут быть не совсем правильными. Для определения глубин на кабели через точно отмеренные интервалы наносят метки из изоляционной ленты.

Кабель размечается с помощью стальной мерной ленты в процессе подъема скважинного снаряда или груза из скважины, благодаря чему достигается соответствие между натяжением кабеля при измерении расстояний между метками и его натяжением в процессе регистрации диаграмм. Эта операция также может производиться на базе с использованием специальной разметочной установки и с учетом натяжения кабеля в скважине. Размечают новый кабель и кабель на котором стерлись метки.

Регистрация диаграмм всех геофизических методов исследования разрезов скважин ведется согласно "Технической инструкции на проведение геофизических исследований". Масштаб и скорость записи определяются геолого-геофизическими особенностями конкретного месторождения и типом применяемой аппаратуры.

Масштаб глубин диаграмм, как правило, устанавливается 1:500 по всему разрезу и 1: 200 на участках разреза, представляющих наибольший интерес в смысле скопления полезных ископаемых.

Перед началом и в конце регистрации диаграмм при неподвижном зонде или скважинном приборе и включенном лентопротяжном механизме производят запись различных отклонений пишущего устройства с целью контроля правильности установленных масштабов регистрации, положения нулевой линии и т.д.

Если интервал записи диаграмм большой, то нулевые положения пишущих устройств фиксируются в процессе регистрации диаграмм без остановки зондов. Для определения нулевого положения регистрирующего прибора выбираются участки разреза, в которых измеряемый параметр изменяется незначительно.

Для скважинных исследований используют приборы, скважинные зонды и регистрирующую станцию.

Прибор стандартного электрического каротажа ЭСК предназначен для измерения кажущегося удельного сопротивления  $\rho_k$  горных пород, пересеченных скважиной, методами стандартного каротажа (КС), резистивиметрии, потенциала самопроизвольной поляризации (ПС). Применяется в открытом стволе нефтегазовых скважин, заполненных водной промывочной жидкостью (рис. 10). Технические характеристики прибора приведены в таблице 11 [9].



Рис 10 – Прибор стандартного электрического каротажа ЭСК [9]

Таблица 11 – Технические характеристики прибора ЭСК

Общая длина прибора, мм	7000	не более
Диаметр прибора, мм	76	не более
Общая масса прибора, кг	80	не более
Диаметр скважины, мм	от 110 до 350	
Скорость каротажа, м/ч	до 2000	
Комбинируемость	транзитный	
Положение в скважине	свободное	

Прибор АВАК предназначен для измерения параметров распространения продольной, поперечной и Стоунли волн, в том числе в низкоскоростных разрезах и через обсадную колонну. Применяется в скважинах с открытым стволом и обсаженных, заполненных жидкостью на водной или нефтяной основе (рис. 11). Технические характеристики прибора приведены в таблице 12 [9].

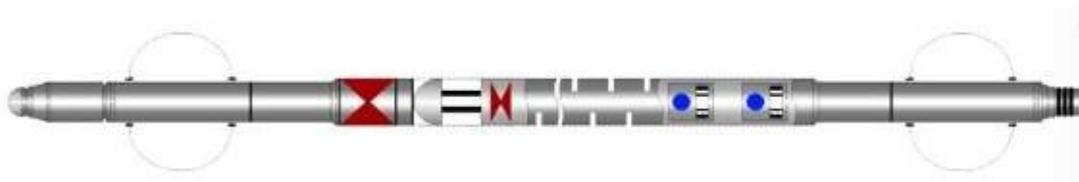


Рисунок 11 – Прибор акустического каротажа АВАК [9]

Таблица 12 – Технические характеристики прибора АВАК

Общая длина прибора, мм	6000	не более
Диаметр прибора, мм	90	не более
Общая масса прибора, кг	160	не более
Диаметр скважины, мм	от 120 до 290	
Скорость каротажа, м/ч	300 при шаге опроса 0.2 м	
Комбинируемость	транзитный	

Прибор радиоактивного каротажа ГКМ - 43 предназначен для измерения мощности экспозиционной дозы естественного гамма-излучения с энергией квантов от 0,03 до 3 МэВ при проведении исследований в скважинах комплексом методов гамма-каротажа (ГК) на рудных и угольных месторождениях (рис. 12). Технические характеристики прибора приведены в таблице 13 [9].



Рисунок 12 – Прибор радиоактивного каротажа ГКМ - 43 [9]

Таблица 13 – Технические характеристики прибора ГКМ - 43

Диапазон измерения мощности экспозиционной дозы (МЭД), мкр/час5	5-2 000
Предел допускаемой основной относительной погрешности измерений экспозиционной дозы %	Не более 10
Напряжение питания прибора (стабилизация по напряжению), В	
Ток потребления, мА	
Импульс на выходе : амплитуда, В (отрицательная) длительность, мкс	1,5±0,5 16±1
Точка записи прибора, мм	
Максимальное гидростатическое давление, МПа	
Рабочий диапазон температур, °С	
Габаритные размеры скважинного прибора, мм: диаметр длина	43 900
Вес скважинного прибора, кг	8

Прибор двойного бокового электрического каротажа 2БКЗ/5 Предназначен для измерения кажущегося удельного сопротивления ( $\rho_k$ ) горных пород, пересеченных бурящейся скважиной, методами стандартного каротажа (КС), бокового каротажного зондирования (БКЗ) и двойного бокового каротажа (БК-3, БК-5), удельного электрического сопротивления ( $\rho_c$ ) промывочной жидкости (резистивиметр), потенциала самопроизвольной поляризации (ПС). Применяется в открытом стволе нефтегазовых скважин, заполненных водной промывочной жидкостью (рис. 13). Технические характеристики прибора приведены в таблице 14 [9].



Рисунок 13 – Прибор двойного бокового электрического каротажа 2БКЗ/5 [9]

Таблица 14 Технические характеристики прибора двойного бокового электрического каротажа 2БКЗ/5

Общая длина прибора, мм	21030	не более
Длина гибкого зонда, мм	17350	не более
Диаметр прибора, мм	76	не более
Общая масса прибора, кг	130	не более
Масса гибкого зонда, кг	54	не более
Диаметр скважины, мм	от 110 до 350	
Скорость каротажа, м/ч	до 2000	
Комбинируемость	транзитный	
Положение в скважине	свободное	

Прибор комбинированный радиоактивного каротажа СНГК [9]

Предназначен для измерения водонасыщенной пористости пород методом нейтронного гамма-каротажа и оценки содержаний породообразующих элементов (Ca, Si, H, Cl, Na, Fe, Ti, S и др.). Применяется для исследования открытых и обсаженных

нефтяных и газовых скважин, заполненных любой промывочной жидкостью (рис. 14). Технические характеристики приведены в таблице 15.

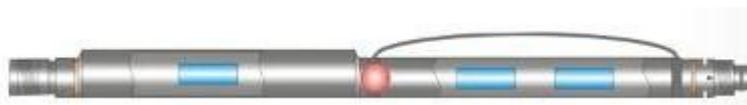


Рисунок 14 Прибор комбинированный радиоактивного каротажа СНГК [9]

Таблица 15 – Технические характеристики прибора комбинированного радиоактивного каротажа СНГК.

Общая длина прибора, мм	3500	не более
Диаметр прибора, мм	90	не более
Общая масса прибора, кг	90	не более
Диаметр скважины, мм	от 120 до 350	
Скорость каротажа, м/ч	250±200	
Комбинируемость	транзитный	
Положение в скважине	прижат	

Прибор каверномер-профилемер скважинный 4СКП предназначен для независимого измерения четырёх радиусов в скважине в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Применяется в открытом и закрытом стволе нефтегазовых скважин (рис. 15). Технические характеристики прибора приведены в таблице 16 [9].



Рисунок 15 – Каверномер-профилемер скважинный 4СКП [9]

Таблица 16 – Технические характеристики каверномера-профилемера скважинного 4СКП

Общая длина прибора, мм	3500	не более
Диаметр прибора, мм	76	не более
Общая масса прибора, кг	78	не более
Управление приводом	многократное, по команде с поверхности	
Время раскрытия (закрытия) рычагов, мин	2	не более
Диаметр скважины, мм	от 100 до 600	
Скорость каротажа, м/ч	до 2000	
Комбинируемость	транзитный	
Положение в скважине		

Прибор инклинометр QL40DEV измеряет магнитный азимут, наклон и траекторию скважины. Основой устройства является датчик «Applied Physics System 544»,

в котором имеются 3-осный феррозондовый (индукционный) магнитометр и 3-осный акселерометр. Параметры отклонения (скважины) рассчитываются в реальном времени и отображаются во время измерения (рис. 16). Технические характеристики прибора приведены в таблице 17 [9].

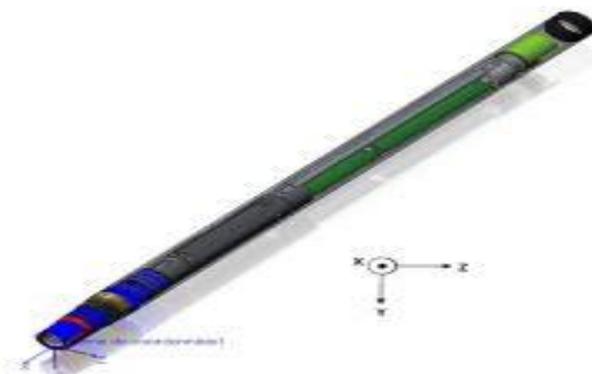


Рисунок 16 – Инклинометр QL40DEV [9]

Таблица 17 – Технические характеристики инклинометра Инклинометр QL40DEV

Диаметр, мм	40
Длина, м	0,715
Масса, кг	3,4
Максимальная температура, °С	70
Максимальное давление, бар	200
Точка измерения, м	0,185

Прибор скважинный акустической цементометрии «Кедр-АКЦ-42Т» предназначен для определения высоты подъема цемента и оценки качества сцепления цемента с породой и обсадной колонной (рис. 17). Рассчитан на работу с трехжильным геофизическим кабелем длиной до 5500 м. Технические характеристики приведены в таблице 18 [9].



Рисунок 17 – Прибор скважинный акустической цементометрии «Кедр-АКЦ-42Т»

[9]

Таблица 18 – Технические характеристики скважинного цементомера «Кедр-АКЦ-42Т»

Наименование параметра	ПКС 3,5 М
Наибольшая глубина исследуемой скважины, м	3500
Наибольший диаметр геофизического кабеля, мм	12,3
Вместимость барабана лебедки, м	3700
Максимальное тяговое усилие кабеля на первых двух рядах намотки на барабане, кН, не менее	30
Максимальное тяговое усилие кабеля на первых двух рядах намотки на барабан при максимальной скорости движения кабеля, кН, не менее	11
Мощность на барабане подъемника, кВт	45,6
Диапазон скоростей движения кабеля на $d_{ср}$ намотки на барабан, м/ч	100-8500

Наземные каротажные регистраторы «КАСКАД» разработаны для реализации компьютеризованной технологии ГИС в нефтяных и газовых скважинах, начиная от проведения метрологических работ и заканчивая обработкой каротажных материалов на борту с целью получения оперативных заключений (рис. 18) [9].



Рисунок 18 – Наземные каротажные регистраторы «КАСКАД» [9]

#### КАСКАД-1

Габариты (Ш×Г×В)560×570×1240

Пульт контроля каротажа

Блок сбора информации

Блок фильтров и коммутации-1

Программно-управляемые источники постоянного (2 шт.) и переменного (50-400 Гц - 1 шт.) тока и Источник питания для управления приводами

Термопринтер Printrex

Источник бесперебойного питания On-Line

Развязывающий трансформатор

КАСКАД-2

Габариты (Ш×Г×В)560×570×730

Пульт контроля каротажа

Блок сбора информации

Блок фильтров и коммутации-2

Программно-управляемый источник постоянного тока и Источник питания переменного напряжения 50 Гц 220 В

Термопринтер Printrex

Источник бесперебойного питания On-Line

Развязывающий трансформатор

КАСКАД-3

Габариты (Ш×Г×В)540×510×140

Пульт контроля каротажа

Блок сбора информации

Источник питания переменного напряжения 50Гц 220В

"КАСКАД" состоит из следующих функциональных блоков:

Регистрирующего и управляющего комплекса;

Системы электропитания с гальванической развязкой;

Системы измерения глубины;

Вспомогательной аппаратуры и оборудования.

#### 5.1.1 Метрологическое обеспечение работ

Одно из главных направлений повышения достоверности геофизических исследований скважин занимает метрологическое обеспечение (МО) применяемой в работе скважинной аппаратуры и средств измерения [10].

*Проверка средств измерений* — совокупность операций, выполняемых в целях подтверждения соответствия средств измерений метрологическим характеристикам.

*Калибровка средств измерений* – совокупность операций, выполняемых в целях определения действительных значений метрологических характеристик средств

измерений. Калибровка скважинной аппаратуры осуществляется калибровочными установками.

Калибровочная установка МПА-ЭКА, предназначенная для калибровки электрических методов каротажа в составе АРМ «МЕТРОЛОГ», представляющая собой программно-управляемый набор сопротивлений, имитирующих сопротивление горной породы.

Калибровочная установка БПУ– НК, предназначенная для калибровки аппаратуры НК, в составе автоматизированного рабочего места метролога «АРМ – МЕТРОЛОГ»;

Калибровочная установка БПУ– ГК, предназначенная для калибровки аппаратуры ГК, в составе автоматизированного рабочего места метролога «АРМ – МЕТРОЛОГ»;

Калибровочная установка БПУ АКВ-АКШ, предназначенная для калибровки аппаратуры акустического каротажа в составе автоматизированного рабочего места метролога «АРМ – МЕТРОЛОГ»;

Комплект образцов естественной радиоактивности (в единицах эквивалентной массовой доли урана) и массовых концентраций урана, тория и калия в породах, в составе автоматизированного рабочего места метролога «АРМ – МЕТРОЛОГ», для метрологического обеспечения аппаратуры интегрального и спектрометрического каротажа;

Комплект образцов, воспроизводящих плотность цементного камня и толщину стенки обсадных колонн 114мм, 146мм, 168мм, 245мм, 324мм;

Комплект образцовых сред, воспроизводящих плотность породы для аппаратуры плотностного каротажа в открытом стволе. Диапазон плотностей составляет 1,7 –3,0 г\см<sup>3</sup>;

Комплект образцовых сред, воспроизводящих плотность жидкости в трубном и затрубном пространстве. Диапазон плотностей составляет 0,6 –1,3 г\см<sup>3</sup>;

Установка для калибровки скважинных влагомеров (двухфазная) УПВ-МЕГА, воспроизводящая 0, 20, 40, 60, 80, 100% нефтенасыщенности;

Установка для калибровки скважинных и наземных расходомеров УПР-МЕГА. Диапазон расхода 0-500м<sup>3</sup>/сут;

Установка для испытаний и калибровки скважинной аппаратуры - УИСП-ДТ (температура и давление). Диапазон по давлению 0-600атм, температуре 0-1200.

Разрывная машина Р-10 (для испытания кабеля, датчиков натяжения, веса). Диапазон 0-10т;

Грузопоршневые манометры МП-60, МП-600, класс точности 0,05;

Контрольные скважины, как средство стандартизации аппаратуры для радиоактивных, электрических, электромагнитных и акустических методов каротажа и, в целом, геофизических информационно-измерительных систем или аппаратурно-методических комплексов;

Калибровочные установки для линейно-угловых средств измерений (УПИ-1 и система ориентирования Sperry-Sun);

Установки для разметки кабеля (УРС-1010), смотки-намотки кабеля;

Комплект оборудования и инструментов для неразрушающего контроля: ультразвуковой дефектоскоп А1212, набор АРШИН 2 для визуально-измерительного контроля, набор для контроля проникающими веществами фирмы Shervin;

Аттестованные газовые смеси для калибровки хроматографов и газоанализаторов;

Технические средства в виде геофизической аппаратуры для различных видов измерений, аттестованные в качестве рабочих образцов;

Калибровочные установки и средства общепромышленного или специального назначения (калибратор осциллографов, калибратор электрических сигналов, высокоточные мультиметры, кондуктометры, комплекты термометров, ареометров и др.).

## 5.2 Интерпретация геофизических данных

Интерпретация – анализ данных, замеренных скважинными приборами, в результате которого решаются геолого-геофизические задачи. После выделения коллекторов главным образом проводится расчет параметров фильтрационно-емкостных свойств: коэффициентов пористости, глинистости, проницаемости, нефтегазонасыщения.

Глинистость осадочных горных пород характеризуется содержанием в минеральном скелете породы частиц с эффективным диаметром менее 10 мкм

*Определение коэффициента глинистости:*

1 приведение результатов наблюдений к единым скважинным условиям осуществляется по формуле 1 [11]:

$$E_{\text{ПС}}^{18} = E_{\text{ПС}}^t * \frac{291}{273+t_{\text{пл}}} \quad (1)$$

$E_{\text{ПС}}^{18}$  - значение статической амплитуды приведенной к 18°C

$E_{\text{ПС}}^t$  статическая амплитуда при температуре пласта, полученная после введения поправки за ослабление амплитуды

$t_{\text{пл}}$  - температура на уровне пласта.

$$t_{\text{пл}} = \frac{h * \Gamma}{100}$$

2 после приведения к единым скважинным условиям рассчитываются относительные амплитуды  $\alpha_{пс}$  по формуле 2

$$\alpha_{пс} = \frac{E_{ПС}^{18}}{E_{ПС}^{ОП}} \quad (2)$$

$$E_{ПС}^{ОП} = 69,6 * \lg \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{в}} \quad (3)$$

$\rho_{\phi}$  - берется по палетке (для расчета ЭВМ задается программой)

Коэффициент глинистости находится через уравнение связи (Сгл) с ( $\alpha_{пс}$ )

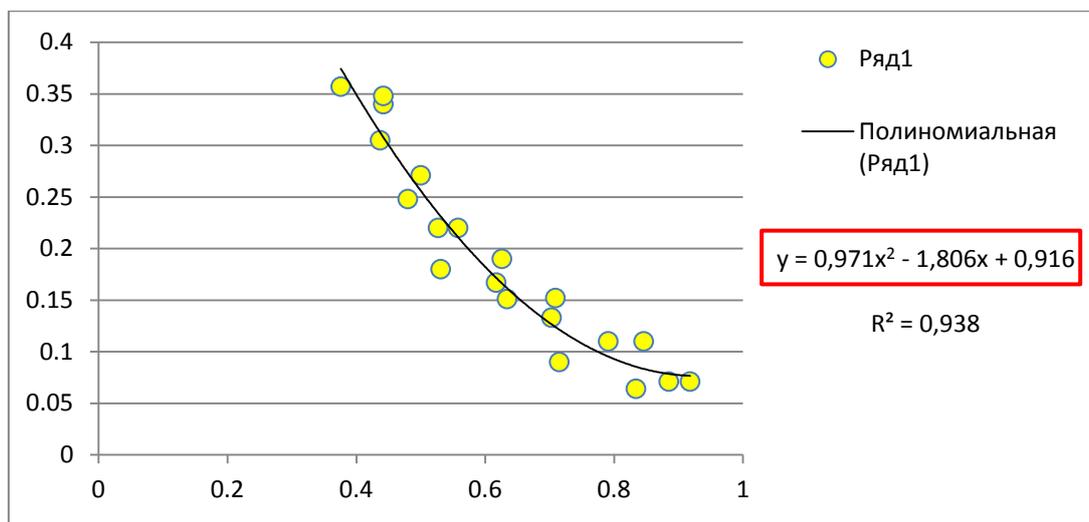


Рисунок 19 – График зависимости коэффициента глинистости от ( $\alpha_{пс}$ ).

Полученное уравнение есть уравнение глинистости (С<sub>гл</sub>) по которому определяется состав пород .

Таблица 19 – Глинистость горных пород

С <sub>гл</sub>	горная порода
0 – 0,1	чистый песчаник
0,1 – 0,25	слабоглинистый песчаник
0,25 – 0,4	сильноглинистый песчаник
0,4 – 0,8	алевролит
>0,8	аргиллит (глина)

Под пористостью горных пород понимается наличие в ней пор, каверн, трещин и других полостей, содержащих нефть, газ и воду. Представляет собой отношение объема пустот к объему горной породы.

#### Определение коэффициента пористости

Пористость определяется по анализу данных методов ( НК-НТ, АК, УЭС)

1. Расчет коэффициента пористости (Кп) по нейтрон-нейтронному каротажу НК. Для определения эффективной пористости, необходимо из коэффициента водородосодержания вычесть количество связанной воды формула 4 [11]:

$$Kп = w - C_{гл} * w_{св} \quad (4)$$

$w_{св} = 15 \%$  – коэффициент связной воды.

2. Определение коэффициента пористости для акустического каротажа (АК) производится по формуле 5 [11]:

$$k_{\Pi} = \frac{\Delta T_{\Pi} - \Delta T_{ТВ}}{\Delta T_{Ж} - \Delta T_{ТВ}} \quad (5)$$

$\Delta T_{ж}$  и  $\Delta T_{ТВ}$  – интервальное время пробега упругих волн в жидкости и твердой части породы;

$\Delta T_{\Pi}$  – берется с диаграммы акустического каротажа.

3. В удельном электрическом сопротивлении коэффициент пористости определяется по формуле 6 [11]:

$$k_{\Pi} = \sqrt{1/P} \quad (6)$$

$$\text{где, } P = \frac{\rho_{п}}{\rho_{в}}$$

$P$  - коэффициент относительного сопротивления.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Коэффициент нефтегазонасыщенности определяется по формуле 7 [11]:

$$K_{НГ} = 1 - \sqrt{1/P_{НГ}} \quad (7)$$

$K_{НГ}$  – коэффициент нефтегазонасыщенности;  $P_{НГ}$  – коэффициент увеличения сопротивления.

$$P_{НГ} = \frac{\rho_{п}}{\rho_{вп}}$$

(8)

$\rho_{п}$  – наиболее вероятное интервальное значение УЭС в пласте;

$\rho_{вп}$  – УЭС водяного пластовой воды

$$P \cdot \rho_{в}, \quad (9)$$

$\rho_{в}$  – сопротивление пластовой воды;

$P$  –  $P$ -параметр пористости.

$$P = \frac{1}{k_{\Pi}^2}, \quad (10)$$

$k_{\Pi}$  – наиболее вероятное значение коэффициента пористости для обрабатываемого интервала.

Проницаемость горных пород – способность горных пород пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления.

*Определение проницаемости*

Проницаемость пласта находится по закону Дарси [12].

Согласно уравнению Дарси, скорость фильтрации воды в пористой среде пропорциональна градиенту давления, формула 11:

$$V = \frac{Q}{F} = k \cdot \frac{\Delta P}{L} \quad (11)$$

где  $Q$  – объёмная скорость воды;

$v$  – линейная скорость воды;

$F$  – площадь сечения,  $F = pd^2/4$ ;

$L$  – длина фильтра;

$k$  – коэффициент пропорциональности .

*Нефть* – неидеальная система (компоненты нефти взаимодействуют между собой), поэтому линейный закон фильтрации для нефти, содержит вязкость, учитывающую взаимодействие компонентов внутри нефтяной системы, рассчитывается по формуле 12:

$$Q = k \cdot F \cdot \frac{\Delta P}{L \cdot \mu} \quad (12)$$

где  $\mu$  – вязкость нефти.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности  $k$ , который называется коэффициентом проницаемости ( $k_{пр}$ ) формула 13.

$$k_{пр} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot f} \quad (13)$$

Так же коэффициент проницаемости оценивается по зависимости  $Kn = f(K_{пр})$ , установленной по данным керна и приведённой в отчётах по подсчёту запасов [13].

Анализ зависимости  $K_{пр}$  от  $Kп$  показывает наличие связи между ними (коэффициент корреляции  $r = 0,6$ ) и с высокой степенью достоверности ( $R^2 = 0,8$ ) описывается экспоненциальной зависимостью

$$K_{пр} = 0,014 \cdot e^{0,473 \cdot Kn} \quad (14)$$

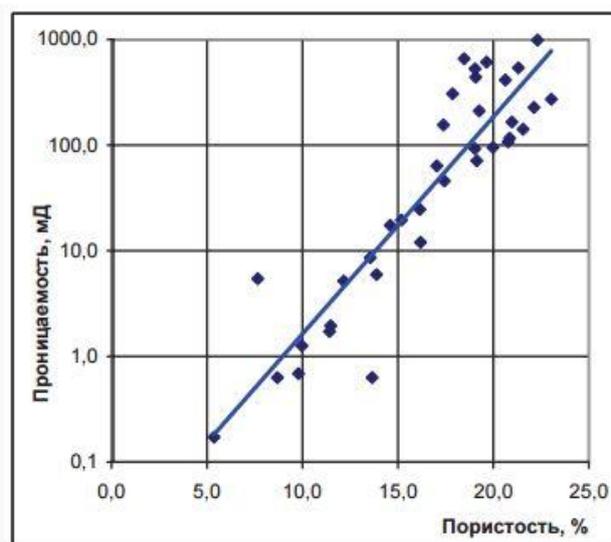


Рисунок 20 – Зависимость проницаемости от пористости [13]

## 6 Применение методов ВИКИЗ и БКЗ в терригенном разрезе

В данной главе рассматривается сравнение методов, регистрирующих удельное электрическое сопротивление пород ВИКИЗ и БКЗ.

### 6.1 Метод ВИКИЗ

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование – представляет измерение параметров магнитного поля трехкатушечными индукционными зондами, обладающими геометрическим и электродинамическим подобием [14].

#### 6.1.1 Физические основы метода

Метод ВИКИЗ представляет собой модификацию метода ВЭМК (высокочастотного электромагнитного каротажа), отличается от ВЭМК диапазоном рабочих частот, которые изменяются в пределах от 0,875 до 14 МГц (в ВЭМК используются частоты до 800 кГц). Он, подобно всем электромагнитным методам, к которым применяется индукционный подход, основывается на создании в горной породе переменного электромагнитного поля и замера ЭДС, вызванной в приёмной катушке зонда.

Зонд ВИКИЗ включает в себя две измерительных и одну генераторную. Переменный ток, текущий в генераторной катушке, формирует переменное электромагнитное поле, которое в свою очередь создает вихревые токи в среде. Величина силы таких токов прямопропорциональна электрической проводимости среды. Поле, создаваемое в районе измерительных катушек численно равно сумме полей создаваемых генераторной катушкой (первичного поля) и полем возбуждаемому вихревыми токами (вторичного). Величина напряженности вторичного поля зависит от силы вихревых токов и определяется электропроводимостью горных пород. Первичное поле исключается так как не дает данные о горных породах.

Для измерения характеристик электромагнитного поля (разности фаз и амплитуды) используют пять зондов, помещенных в одном корпусе.

Аппаратура ВИКИЗ имеет достаточно высокую точность измерений. При повторных измерениях, каротажные кривые должны иметь небольшие расхождения: не больше 3 % для двух длинных и не больше 5 % для трех коротких зондов.

Схема геометрического распределения зондов представлена на (рис. 21).

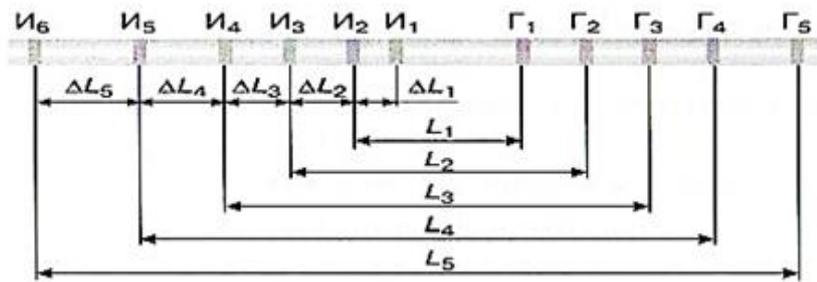


Рисунок 21 – Пятизондовая система [14]

Г1, Г2, Г3, Г4, Г5 -- генераторные катушки; И1, И2, И3, И4, И5, И6 -- измерительные катушки.

Геометрические характеристики зондов представлены в таблице 20

Таблица 20 – Геометрические характеристики зондов [14]

Схема зондов	Длина (м)	База (м)	Точки записи (м)
И6 0.40 И5 1.60 Г5	2,00	0,40	3,28
И5 0.28 И4 1.13 Г4	1,41	0,28	2,88
И4 0.20 И3 0.80 Г3	1,00	0,20	2,6
И3 0.14 И2 0.57 Г2	0,71	0,14	2,4
И2 0.10 И1 0.40 Г1	0,50	0,10	2,26
ПС			3,72

Распределение зондовых компонентов выполняется согласно коэффициенту подобия и использования принципа частотно-геометрического подобия. Принципы изопараметричности зондов ВИКИЗ: одноимённые компоненты зондов распределяются в соответствии с условием геометрической изопараметричности. Отношение рабочих частот любой пары зондов обратно пропорционально квадрату их коэффициента - условие частотной изопараметричности

$$(f1/f2=1/(z1/z2)^2), \quad (21)$$

где  $f1, f2$ - частоты зондов;

$z1, z2$  -длины зондов.

Отношение произведения моментов генераторной и измерительной катушек любой пары зондов равно кубу их коэффициента подобия - условие изопараметричности магнитных моментов

$$(n1/n2=(z1/z2)^3) [14] \quad (22)$$

При измерении разности фаз применяются только первые два условия.

При увеличении длины зонда снижаются рабочие частоты и, наоборот. При уменьшении длины зонда глубинность изучения снижается, но параллельное повышение частоты способствует уменьшению глубины проникновения токов высокой частоты в

среду. Чем выше электропроводность и частота, тем в меньшем объёме вблизи зонда концентрируются индуцируемые токи. Увеличение длины зонда ведет к возрастанию вклада в регистрируемые характеристики поля дальних участков среды. Этот эффект усиливается в связи с понижением рабочих частот, т.е. увеличения прохождения создаваемых токов в среде. При этом токи в среде распределяются во всё большем объёме, снижая детальность исследования радиальных неоднородностей. Уменьшение влияния параметров скважины достигается благодаря регистрации относительных характеристик поля.

#### Структурная схема аппаратуры

Структурная схема скважинного прибора представлена на (рис. 22). Блоком электроники обеспечивается поочередная работа зондов. В первую очередь включается генераторная катушка Г и регистрируется разность фаз между э.д.с., индуцируемыми в измерительных катушках И1, И2. Затем включается катушка Г2 и регистрируется разность фаз между э.д.с., индуцируемыми в измерительных катушках И2, И3. После чего друг за другом включаются генераторные катушки остальных зондов.

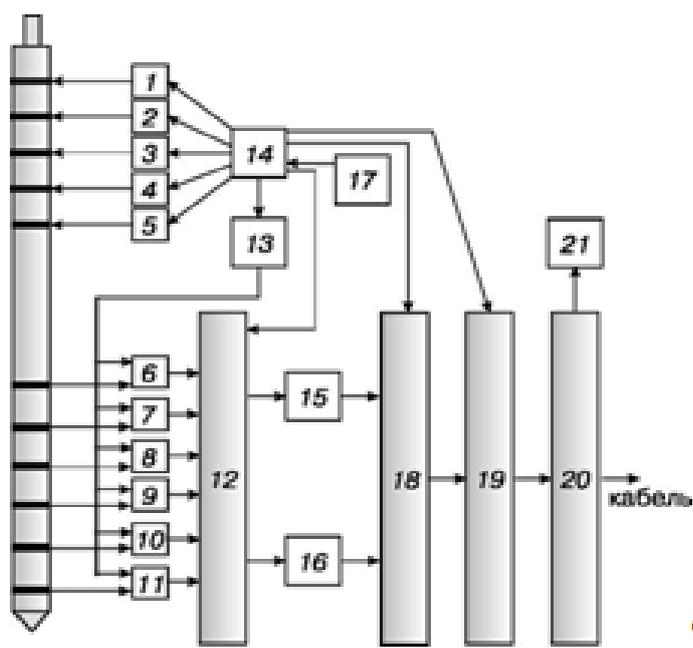


Рисунок 22 – Структурная схема скважинного прибора [14]

В электронную схему входят: усилители мощности - 1 – 5; смесители - 6 – 11; аналоговый коммутатор -12; перестраиваемый гетеродин -13; устройство управления скважинным прибором -14; усилители промежуточной частоты -15, 16; опорный кварцевый генератор -17; широкополосный фазометр -18; передатчик телесистемы -19; выходное устройство -20; блок питания -21.

Смесители помещены в зондовое устройство около измерительных катушек. Там же находится аналоговый коммутатор. Прочие компоненты схемы находятся в блоке электроники.

Скважинный прибор соединяется с наземной панелью при помощи трехжильного кабеля. Регистрация на компьютер каротажной станции выполняется специальной программой.

Наземная панель представляет собой автономную микропроцессорную систему, выполняющую следующие основные функции:

- а) питает электричеством скважинный прибор;
- б) осуществляет прием цифровых сигналов от скважинного прибора;
- в) учитывает фазовые сдвиги в непроводящей среде;
- г) проводит трансформацию полученных сигналов в значения нормированной разности фаз;
- д) осуществляет передачу результатов обработки по стандартному последовательному интерфейсу RS-232;
- е) отображает на светодиодном индикаторе коды текущих режимов и результаты измерений.

Наземная панель состоит из следующих блоков (рис. 6.1.1.3):

- микроконтроллер;
- формирователь входного сигнала;
- пятиканальный ЦАП;
- интерфейс RS-232;
- энергонезависимый ОЗУ;
- светодиодный индикатор;
- блок управления;
- фильтр сигнала ПС (ФПС);
- сетевой источник питания;
- источник питания для скважинного прибора. Микроконтроллер служит для общего управления панелью.

Так как информационный сигнал и напряжение питания зонда передаются по одной жиле кабеля, то применяется формирователь сигнала, который производит отделение сигнала от напряжения. После чего, трансформацию его в серию прямоугольных импульсов с уровнями транзисторно-транзисторной логики.

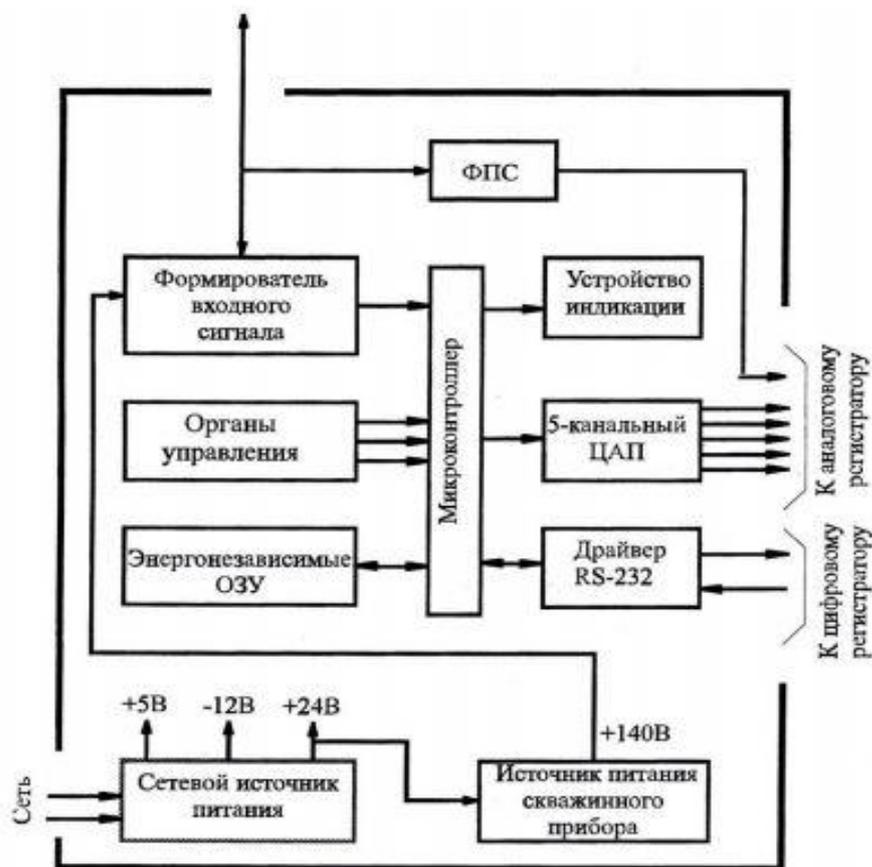


Рисунок 23 - Структурная схема наземной панели [14]

Для аналоговых регистраторов 5-канальный ЦАП формирует напряжения постоянного тока, пропорциональные измеренным значениям разности фаз.

Интерфейс RS-232 предназначен для передачи измеренных значений в цифровом коде.

#### 6.1.2 Основные геолого-геофизические задачи, решаемые методом ВИКИЗ

Использование метода ВИКИЗ позволяет решать следующие задачи ГИС:

- а) проводить расчленение разреза, в том числе тонкослоистого, с высоким пространственным разрешением;
- б) оценивать положения водонефтяных и газоводяных контактов;
- в) определять УЭС неизменной части пласта, зоны проникновения фильтрата бурового раствора с оценкой глубины вытеснения пластовых флюидов;
- г) выделять и оценивать параметры радиальных неоднородностей в области проникновения, в том числе скоплений соленой пластовой воды, как прямого качественного признака присутствия подвижных углеводородов в коллекторах.
- д) проводить визуальную экспресс-оценку характера флюидонасыщения;

е) выделять коллекторы с расчетом эффективных мощностей.

Достоинством метода ВИКИЗ является высокое пространственное разрешение, повышающее эффективность исследования маломощных пластов.

По результатам интерпретации каротажных диаграмм комплекса методов, включающего ВИКИЗ и петрофизические данные, представляется возможным: определение коэффициента нефтегазонасыщения, литологии терригенного разреза, оценка неоднородностей коллекторских свойств в интервалах пористо-проницаемых пластов, выделение интервалов уплотненных песчаников с карбонатными или силикатным цементом.

Неблагоприятные факторы для применения ВИКИЗ:

- а) сильно проводящий буровой раствор (меньше  $0,01 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ );
- б) широкая зона проникновения с низким УЭС;
- в) высокоомные пласты.

## 6.2 Метод БКЗ

### 6.2.1. Физические основы метода

Боковое каротажное зондирование – метод электрического каротажа скважин, в котором изучается искусственное электрическое поле в горных породах [15]. Метод заключается в регистрации кажущегося сопротивления пластов по разрезу скважины несколькими однотипными зондами разной длины. Зонды разного размера, имеющие разный радиус исследования, измеряют кажущееся сопротивление, обусловленное различными объемами электропроводящих сред. Показания малого зонда зависят главным образом от удельного сопротивления ближайшего к нему участка среды, т.е. скважинного и прилегающего к ней частью пласта. На кажущееся сопротивление, регистрируемое большим зондом, влияет удельное электрическое сопротивление удаленных от зонда участков среды. Сопротивление пласта, определяемое обычным зондом, отличается от истинного значения тем, что на его величину также воздействует скважина, то есть ее диаметр и удельное сопротивление промывочной жидкости, зона проникновения фильтрата промывочной жидкости (ее диаметр и удельное сопротивление), вмещающие пласт среды (удельные сопротивления покрывающих и подстилающих пород); кроме того, оно зависит от отношения длины зонда к мощности пласта и типа зонда.

Для получения сопоставимых данных все измерения в скважинах одного и того же района проводят одинаковыми зондами, называемыми для данного района стандартными.

Боковое каротажное зондирование применяется для изучения всех типов разрезов с целью нахождения радиального градиента электрического сопротивления пород и определения по этим данным пород-коллекторов, в которые проникает промывочная жидкость, определения удельного электрического сопротивления неизменённой части пластов, зон проникновения и оценки глубины проникновения.

Стандартной технологией БКЗ предполагается регистрация за одну спуско-подъёмную операцию показаний пяти последовательных градиент - зондов А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N, одного обращенного градиент - зонда (обычно М0.5N2.0А), одного потенциал - зонда (обычно N6.0М0.5А или N11.0М0.5А), а также ПС и токовой резистивиметрии. Длины градиент-зондов рассчитываются как расстояние от непарного электрода А до средней точки между парными электродами М и N, последняя является точкой записи градиент-зонда.

Для проведения БКЗ используются следующие скважинные приборы:

ЭК-1, АБКТ, КЗ, Э1, КСП-3.

Требования к скважинному прибору БКЗ определяются:

- а) диапазон измерений – 0,2-5000 Ом·м;
- б) основная погрешность измерений УЭС - не более  $\pm[2,5 + 0,004(r_b/r-1)]$  %, где  $r_b$  – верхнее значение диапазона измерений,  $r$  – измеренное значение УЭС;
- в) дополнительная погрешность измерений УЭС, вызванная изменением температуры в скважине, не должна превышать 0,1 от основной погрешности на каждые 10° С относительно стандартного значения, равного 20° С.

К минусам относится невозможность выполнения исследований в скважинах с использованием непроводящей промывочной жидкости.

#### 6.2.2. основные задачи, решаемые методом БКЗ:

- А. Выделение пластов-коллекторов;
- Б. Определение удельного электрического сопротивления и параметров зоны проникновения в достаточно мощных пластах;
- В. Выделение водонефтяного контакта ( ВНК).

### 6.3 Результаты измерений методов ВИКИЗ и БКЗ

Данные по результатам измерений, как и для всех методов, предстают в виде каротажных кривых (рис. 24). На рисунке представлены изменения кривых по регистрируемым данным двух методов.

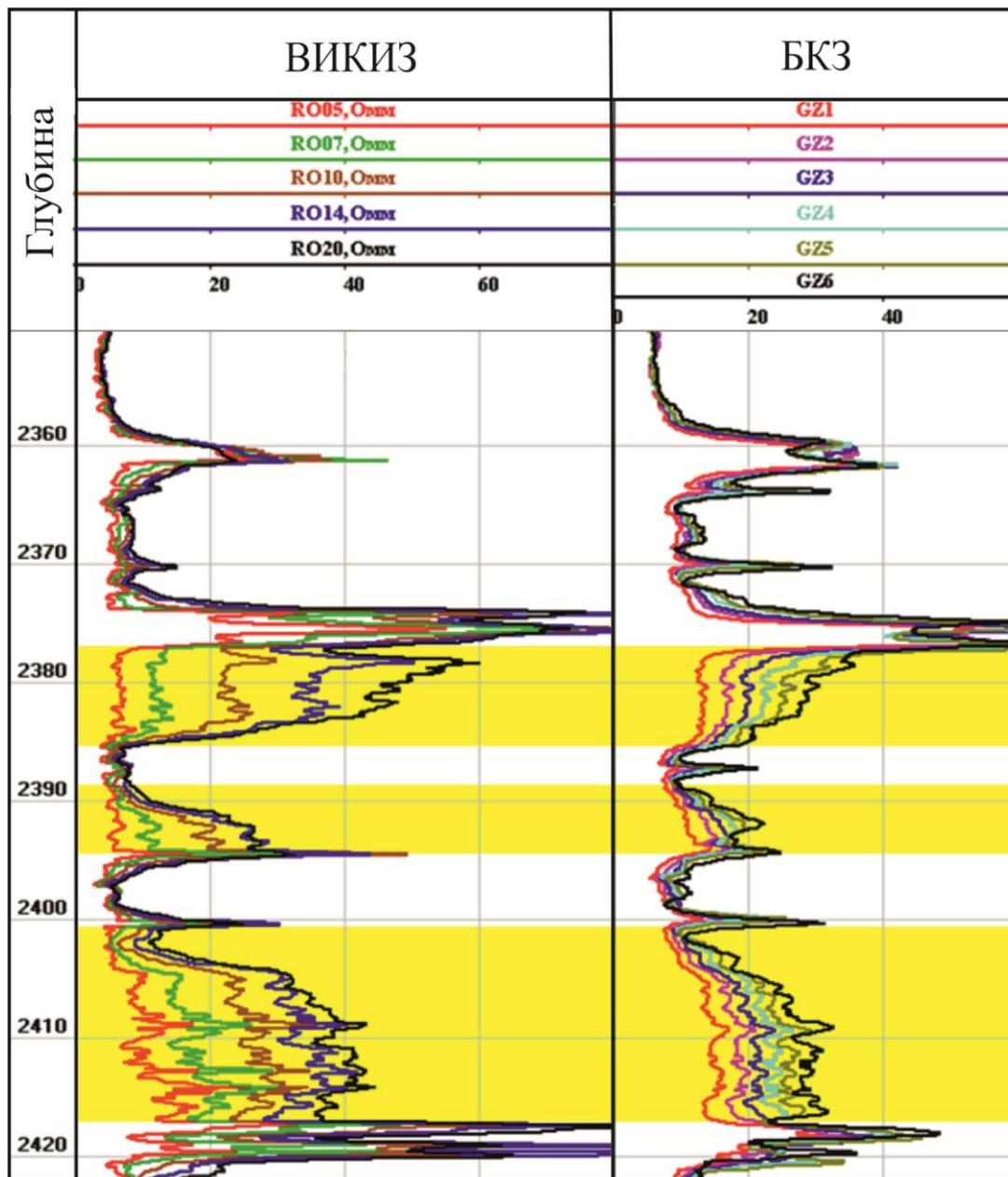


Рисунок 24 – Общий вид результатов по ВИКИЗ и БКЗ при определении продуктивных пластов[16]

Расхождения зондов высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического и градиент-зондов бокового каротажного зондирования соответствуют интервалам продуктивных пластов (коллекторов) и имеют высокие значения сопротивлений. В данном случае выделяются три коллектора.

Первый коллектор залегает в интервале 2377,4 – 2385,8 (м) и характеризуется сопротивлениями зондов разной длины в диапазонах по ВИКИЗ от 6 до 57 (Ом·м), по БКЗ от 12 до 33 (Ом·м);

Второй коллектор залегает в интервале 2388,1 – 2394,8 (м) и характеризуется сопротивлениями зондов разной длины в диапазонах по ВИКИЗ от 5,5 до 24 (Ом·м), по БКЗ от 10 до 20,5 (Ом·м);

Третий коллектор залегает в интервале 2400,85 – 2414,65 (м) и характеризуется сопротивлениями зондов разной длины в диапазонах по ВИКИЗ от 9,5 до 4,1 (Ом·м), по БКЗ от 14 до 25 (Ом·м);

Хорошо видно различие диапазонов, которыми представлены расхождения, что говорит о более высокой чувствительности зондов ВИКИЗ.

За пределами коллекторов расхождения зондов отсутствуют и имеют примерно одинаковые показания. Регистрация зондами одинаковых сопротивлений связана с однородными свойствами горных пород., слагающих тот или иной пласт.

Переходные зоны между породами-коллекторами и не коллекторами представлены скачками кривых, повышенными сопротивлениями.

#### 6.4 Совместная интерпретация данных БКЗ и ВИКИЗ

БКЗ и ВИКИЗ принадлежат к скважинным методам зондирования горных пород. Зонды методов характеризуются различной длиной, а в ВИКИЗ и различными рабочими частотами, благодаря чему основной вклад в регистрируемые сигналы производится различными участками среды. Что дает возможность проводить оценку удельного электрического сопротивления горных пород в направлении от скважины к неизменной части пласта [17].

Каждый из методов обладает своими преимуществами и ограничениями.

ВИКИЗ отличается наиболее лучшей чувствительностью к областям низкого сопротивления, в сравнении с БКЗ, в добавок УЭС прискважинной промытой высокоомной зоны не всегда можно устойчиво определить. БКЗ имеет недостаточную чувствительность к окаймляющей зоне пониженного сопротивления, но обладает лучшей чувствительностью к областям с высоким сопротивлением. Сигналы ВИКИЗ имеют лучшее вертикальное разрешение, так как в меньшей мере подвержены влиянию скважины и прискважинной зоны. На ряду с этим кривые градиент-зондов БКЗ в чередующихся слоях с разным сопротивлением искажаются за счет экранного эффекта.

В случае, когда применяется традиционная раздельная инверсия кривых зондирования как ВИКИЗ, так и БКЗ, появляются наборы эквивалентных моделей, которые удовлетворяют одним и тем же экспериментальным данным. К примеру, при инверсии кривых индукционного зондирования, зарегистрированных в нефтенасыщенном пласте с окаймляющей зоной, модель, построенная по данным каротажа БКЗ, вообще не имеет окаймляющую зону, а в моделях, построенных по ВИКИЗ, сопротивление зоны проникновения может быть завышено (25).

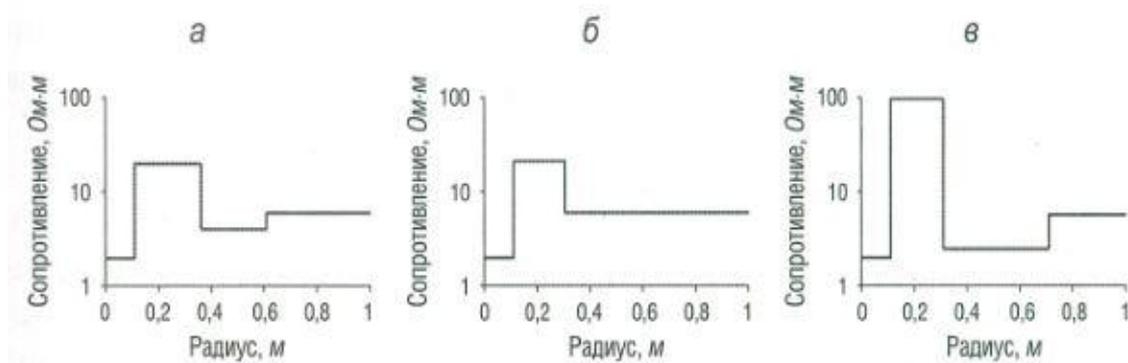


Рисунок 25 – Модель нефтенасыщенного пласта а - исходная модель с окаймляющей зоной; б - модель без окаймляющей зоны, полученная при инверсии кривой зондирования БКЗ; в - модель с сопротивлением зоны проникновения 100 Ом·м, полученная при инверсии кривой зондирования ВИКИЗ [17]

### 6.5 Преимущества совместной инверсии

Совместная инверсия данных ВИКИЗ и БКЗ ведет к значительному уменьшению области эквивалентных моделей, уточнению параметров среды и особенно зоны проникновения. Модели, построенные в итоге совместной инверсии, описанных выше кривых зондирования, имеют слабое отличие от первоначальной модели. К примеру, сопротивление зоны проникновения измеряется с относительной погрешностью не больше 15%. Для точной оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта необходима геоэлектрическая модель зоны проникновения имеющая большую точность и детальность. Это могут быть как традиционные способы нахождения пористости и нефтегазонасыщенности по данным о сопротивлениях пласта, зоны проникновения, пластовой воды и фильтрата бурового раствора[19], так и новые способы, в основу которых лежит комплексная геоэлектрическая и гидродинамическая интерпретации [18].

## 6.6 Средства совместной интерпретации

Совместная интерпретация диаграмм ВИКИЗ и БКЗ проводится с помощью программы SELECT. В программе реализован алгоритм решения обратной задачи, в котором подбор параметров единой модели выполняется сразу по двум методам. Задача сводится к минимизации функционала, который описывает расхождение теоретически рассчитанных и экспериментальных данных БКЗ и ВИКИЗ. Обратная задача считается решенной тогда, когда это расхождение становится минимальным. Так как решение задачи находится в некоторой области эквивалентности из-за неопределенности модельных данных и ошибок измерений, решение обратной задачи является неоднозначным. Привлечение большего количества физических разнородных данных позволяет сократить эту область. Несмотря на различие полей, в данном случае постоянного электрического (БКЗ) и переменного электромагнитного (ВИКИЗ), в конечном результате они отражают УЭС одной и той же среды и зависят от электрических свойств исследуемых пород.

## 6.7 Некоторые особенности совместной интерпретации

В данной работе представлены материалы, иллюстрирующие проведение совместной интерпретации диаграмм двух методов с минимальной ошибкой подбора. Это стало возможным, в частности, благодаря тому, что измерения проводились одновременно, а следовательно, исключалась возможность изменения зоны проникновения в промежутке между измерениями. Как известно, зона проникновения со временем может существенно изменяться, поэтому совместная интерпретация разновременных диаграмм ВИКИЗ и БКЗ может привести к неверным результатам. Стоит отметить, что подбор моделей удавался не во всех случаях, поскольку методы ВИКИЗ и БКЗ имеют различную физическую основу и УЭС, измеренные ими, могут не совпадать. При измерениях ВИКИЗ сигналы определяются вихревыми токами, которые индуцируются в горизонтальных плоскостях. При измерениях БКЗ токи протекают в вертикальных плоскостях, поэтому сопротивление, определенное по БКЗ, может быть выше, чем по ВИКИЗ, и для тонкослоистых или трещиноватых интервалов разреза геоэлектрические модели, построенные по ВИКИЗ и БКЗ, могут быть различными. Другим фактором, вызывающим различие сопротивлений, является диэлектрическая проницаемость, которая приводит к занижению кажущихся сопротивлений коротких зондов ВИКИЗ в породах очень высокого сопротивления.

## Интерпретация в мощных пластах

Рассмотрим интерпретацию экспериментальных, для мощного (9 м) водонасыщенного коллектора. Кривой зондирования ВИКИЗ удовлетворяет множество моделей с сопротивлением зоны проникновения от 23 до 31 Ом·м. При совместной интерпретации решения сходятся к одной модели (рис. 26), для которой сопротивление зоны проникновения составляет 28 Ом·м. Среднее квадратичное отклонение теоретических и экспериментальных кривых зондирования составляет всего 2,6%. Теоретические значения кажущихся сопротивлений для коротких зондов БКЗ немного ниже экспериментальных, для ВИКИЗ, наоборот, выше.

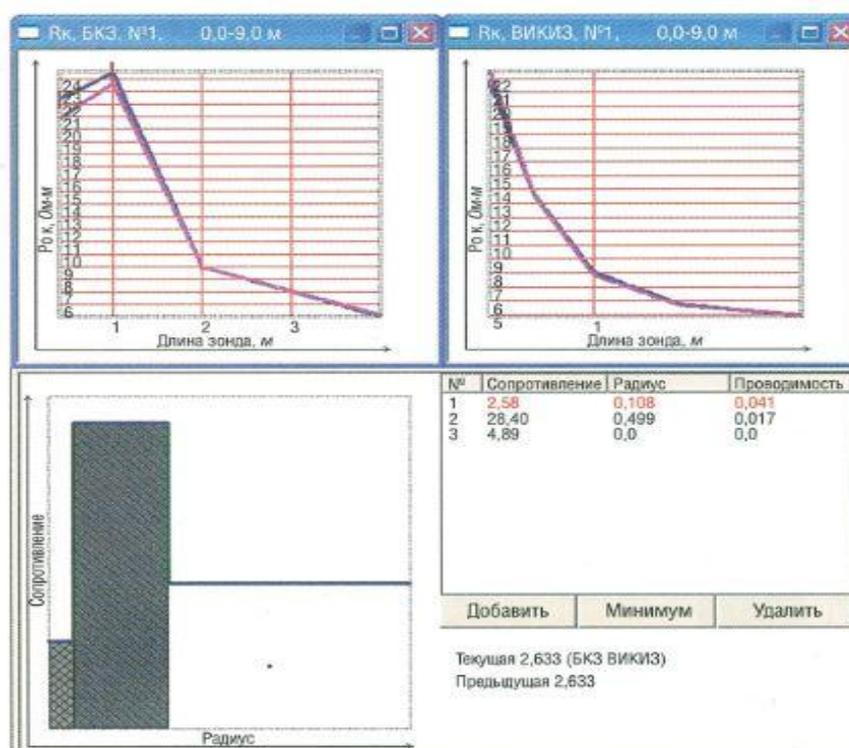


Рисунок 26 – Модель с зоной проникновения, состоящей из одного радиального слоя [17]

Это можно объяснить описанным выше различием сопротивлений, определяемых по ВИКИЗ и БКЗ. Это может быть вызвано также упрощенным представлением зоны проникновения в виде одного слоя. Если разбить зону проникновения на два радиальных слоя с различным сопротивлением, можно снизить среднее квадратичное отклонение до 0,1% (рис. 27). Первый слой достаточно узкий и имеет высокое сопротивление. Он позволяет модели удовлетворить данным БКЗ с более высокими кажущимися сопротивлениями, чем по ВИКИЗ, но при этом оказывает слабое влияние на теоретическую кривую ВИКИЗ.

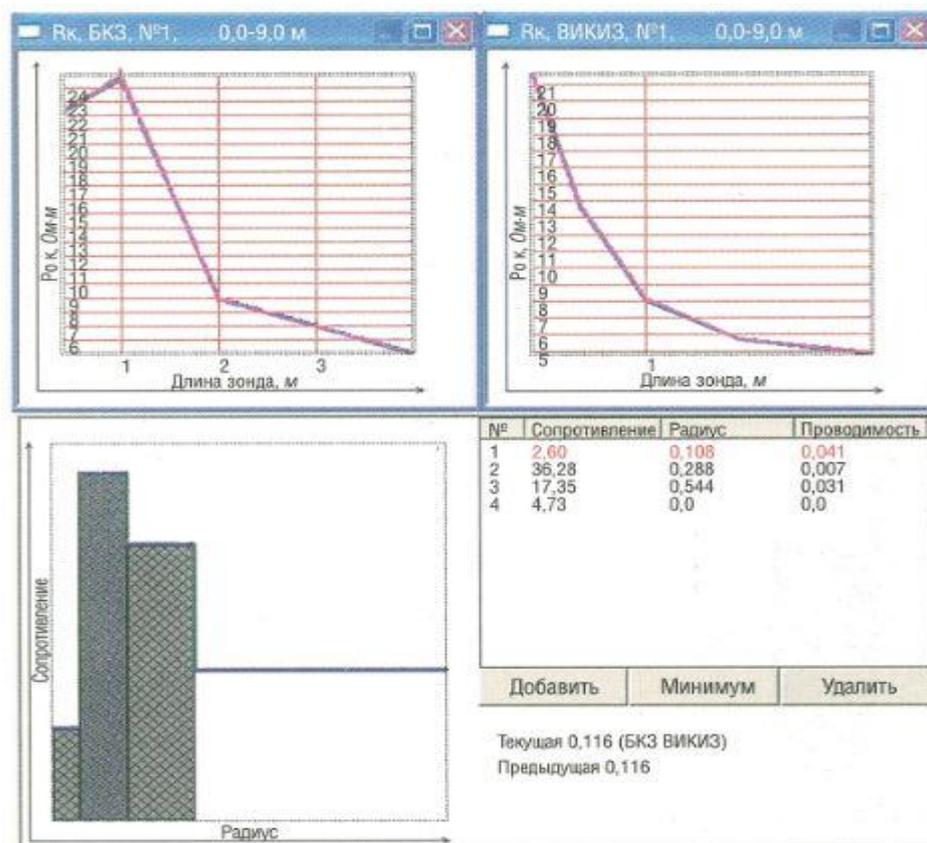


Рисунок 27 – Модель с зоной проникновения, состоящей из двух радиальных слоев [17]

### *Интерпретация в тонких пластах*

Рассмотрим совместную интерпретацию данных ВИКИЗ в менее мощных коллекторах. В коллекторах мощностью около 2-4 м вмещающие породы оказывают существенное влияние на показания длинных зондов БКЗ, поэтому в интерпретации могут быть использованы только короткие зонды (рис. 28).

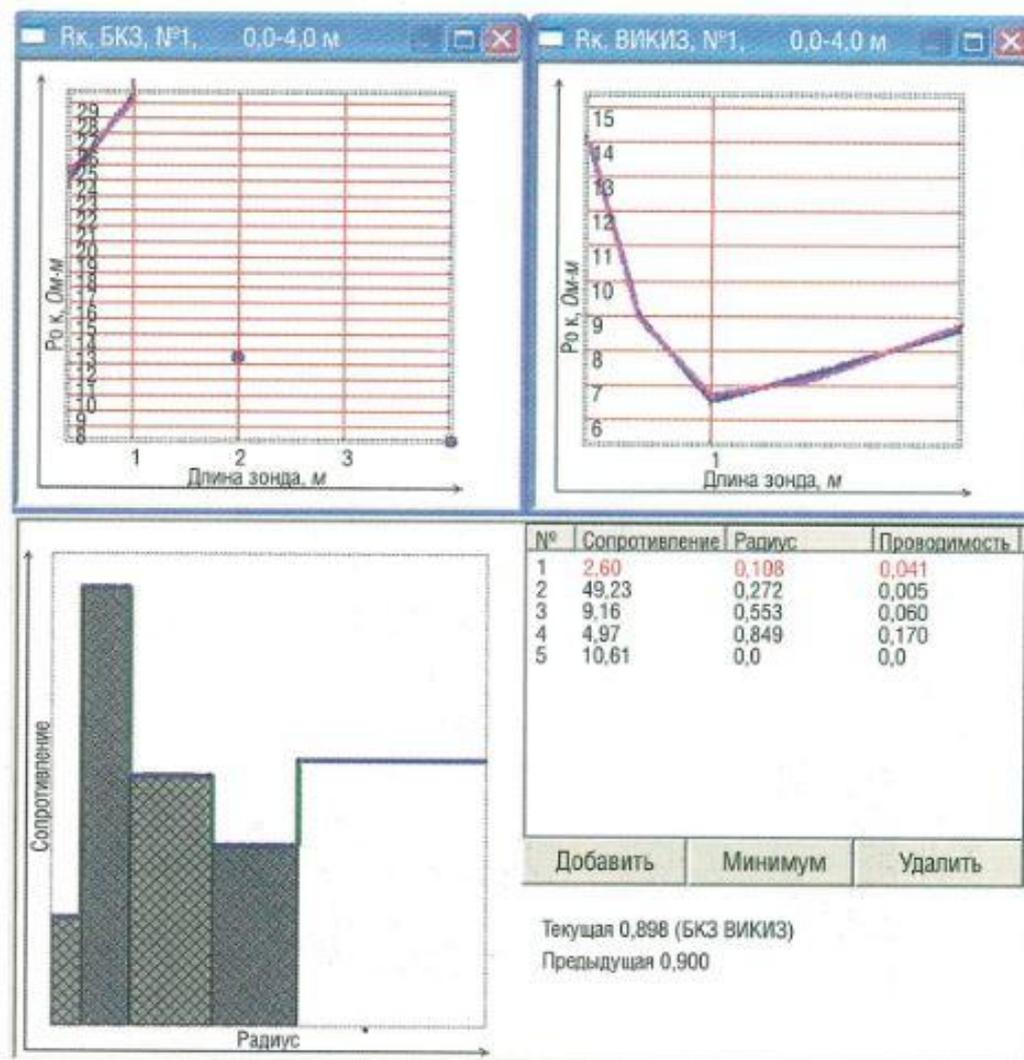


Рисунок 28 – Результат совместной инверсии данных измерений с помощью зондов ВИКИЗ и коротких зондов БКЗ в нефтенасыщенном коллекторе с окаймляющей зоной [17]

При интерпретации результатов измерений без длинных зондов необходимо учитывать, что параметры окаймляющей зоны и пласта могут подбираться менее устойчиво.

## 6.8 Применение двумерного моделирования

Интерпретация данных измерений в пластах малой мощности с использованием всех зондов возможна только при использовании двумерного моделирования, которое позволит учесть влияние вмещающих пород [17]. Решение двумерной обратной задачи затрудняется большим количеством параметров и малой скоростью решения прямых двумерных задач.

При помощи данных алгоритмов был проведен подбор геоэлектрических моделей пропластков в неоднородном нефтенасыщенном коллекторе. В качестве первого приближения при подборе использовались модели, полученные в результате одномерной инверсии. Далее эти модели уточнялись до тех пор, пока синтетические диаграммы не стали совпадать с экспериментальными (рис. 29). Для упрощения подбора проводился анализ чувствительности зондов к параметрам среды на одномерных моделях.

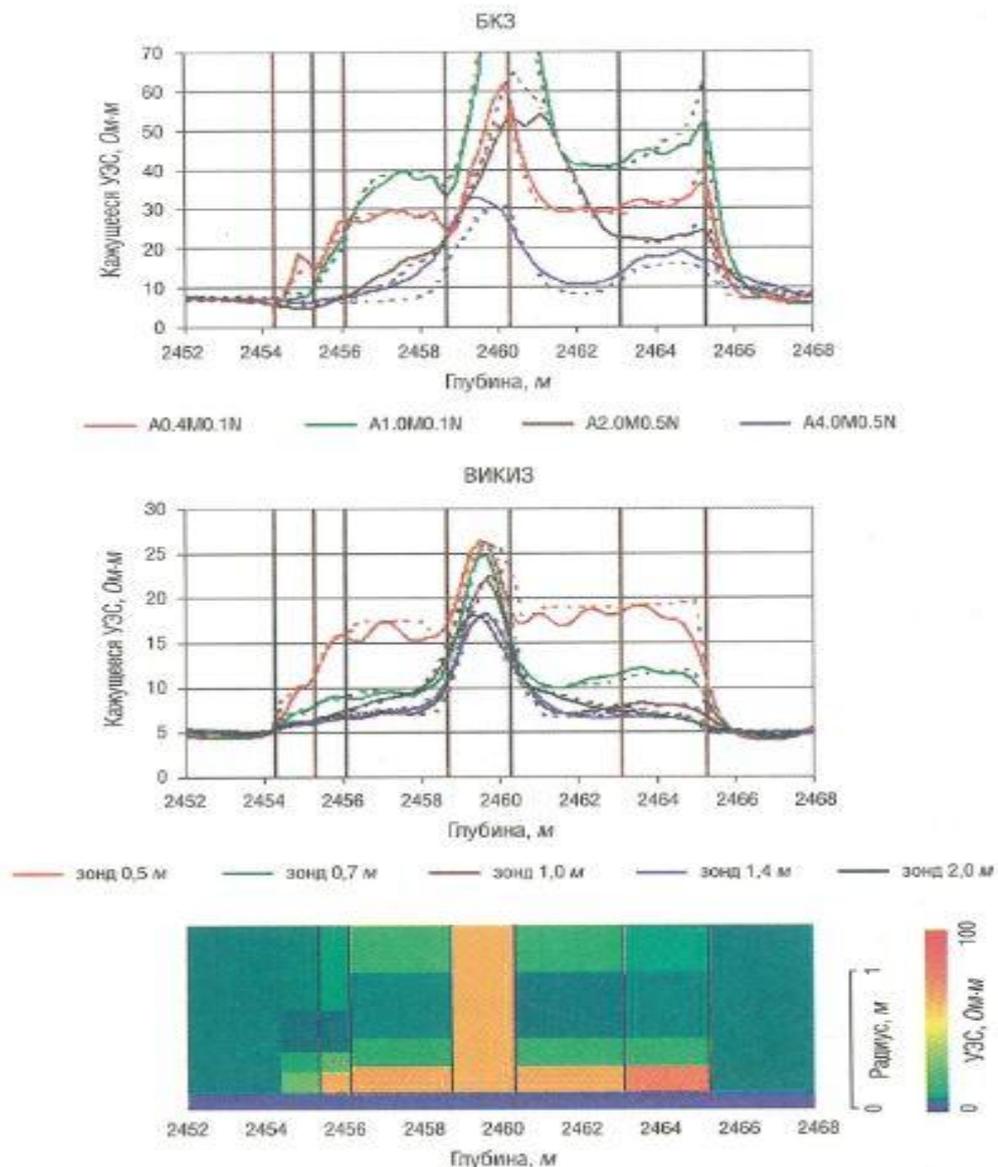


Рисунок 29 – Экспериментальные (сплошные), синтетические (штриховые) диаграммы ВИКИЗ и БКЗ в неоднородном нефтенасыщенном коллекторе и модель, полученная в результате интерпретации [17]

*Выводы:*

Сравнив два метода можно сделать заключение о целесообразности их совместного применения при геофизическом изучении скважин. Так как они дают хороший результат в решении поставленных геолого-геофизических задач:

По измеренным данным этих методов достаточно точно определяются продуктивные зоны геологического разреза;

Выделяются водонефтяные и газоводяные контакты;

Возможно определение УЭС неизменной части пласта, зоны проникновения фильтрата бурового раствора с оценкой глубины вытеснения пластовых флюидов;

Визуальная экспресс-оценка характера флюидонасыщения

При совместной интерпретации данных двух методов несмотря на их различие представляется возможность уточнять параметры изучаемого разреза, строить модели, более полно отражающие исследуемую среду. Для этого необходим учет многих факторов, способных повлиять на результат совместной инверсии, а именно: условия проведения каротажа, различную чувствительность методов к параметрам геологического разреза и петрофизические особенности пород. В тонкослоистых разрезах также необходимо учитывать влияние вмещающих пород и контролировать достоверность подобранных моделей проведением двумерного моделирования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломный проект выполнен на основании изучения геолого-геофизической характеристики объекта исследования и анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. Сделан выбор и проведено обоснование объекта исследования, запроектирована разведочная скважина № 1. Проведенный анализ и построение ФГМ позволил запроектировать комплекс ГИС.

Запланированный комплекс геофизических исследований в скважине № 1 позволит решить поставленные геолого-геофизические задачи.

Рассмотрена методика проведения работ, выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены камеральные работы, интерпретации результатов и метрологическое обеспечение измерений.

В специальной части рассмотрено применение методов ВИКИЗ и БКЗ в терригенном разрезе. Каждый из методов обладает своими преимуществами и ограничениями. Сравнив два метода можно сделать заключение о целесообразности их совместного применения при геофизическом изучении скважин.

Проведен анализ вредных и опасных факторов при выполнении геофизических работ. Предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, также изучен правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Рассчитанная стоимость проектно-сметных работ составила 4318459 рублей.

## Список публикаций студента

1. Романовский Р.В. Характеристика осинского горизонта на Талаканском месторождении по комплексу геофизических исследований// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 2017.

## Список использованных источников

1. Физическая карта, Атлас Россия, 2016 – 2017 г. [Электронный ресурс] – URL: <http://resumetrud.com/wp-content/uploads/2017/01/karta-russiya-geo.jpg> (дата обращения 12.11.2016).

2. Тектоническая карта венд-силурийского структурного яруса

3. Обзорная карта основных месторождений нефти и газа Сибирской платформы

4. Конторович В.А, Моисеев С.А, Скузоватов М.Ю, Следина А.С. Сейсмологическая модель строения терригенных отложений венда центральных районов Непско-Ботубинской антеклизы // Геология нефти и газа. – 2009 – №1. – С 200–25.

5. Никонов Н.И. Рациональный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ: курс лекций / Н.И. Никонов. – Ухта: УГТУ, 2006. – 312 с.

6. Геофизические исследования скважин: Учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2004. – 122 с.

7. Когалымнефтегеофизика [Электронный ресурс]: Геофизическое скважинное оборудование. URL: <http://www.kngf.org/> (дата обращения 26.03.2017).

8. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Учебник для вузов. Изд. 2-е, перераб. —М.: Недра, 1984. — 432 с.

9. ООО «Нефтегазгеофизика». [Электронный ресурс] – URL: <http://www.karotazh.ru/ru> (дата обращения 26.05.2017).

10. Тюменьпромгеофизика. [Электронный ресурс] – URL: <http://www.tpg.ru/main.php?eng=&pid=&id=93> (дата обращения 28.05.2017).

11. Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. - М.; 2013. – 95 с.

12. Бурлин, Ю.К. Литология нефтегазоносных толщ [Текст] – учеб. пособие для вузов / Ю. К. Бурлин, А. И. Конюхов, Е. Е. Карнюшина – М: Недра, 1991 – 286 с.

13. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975. – 344 с.

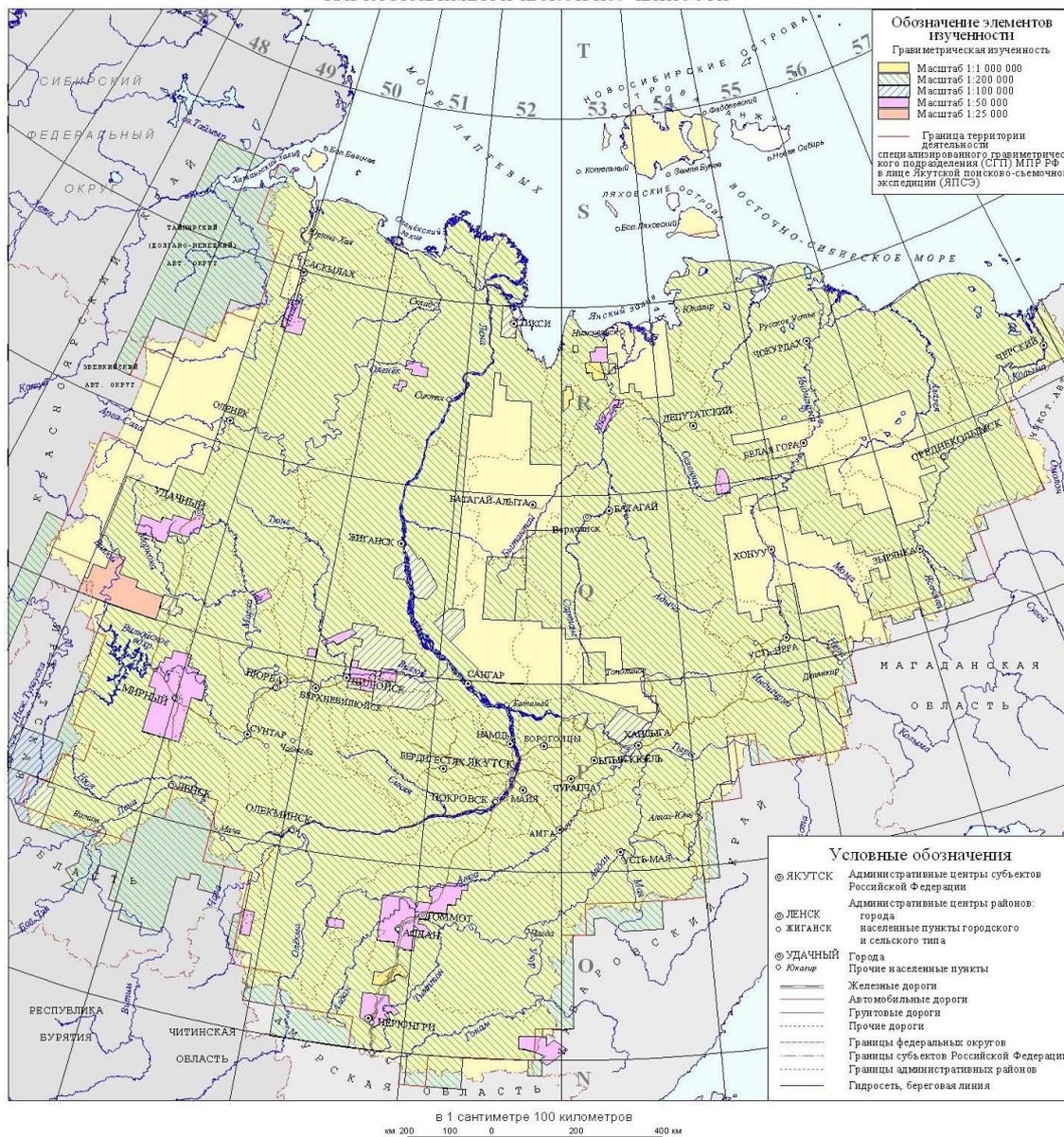
14. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство. / Ред. Эпов М.И., Антонов Ю.Н. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Издательство СО РАН, 2000 – 121 с.
15. В.М.Добрынин, Б.Ю.Вендельштейн, Р.А. Резванов, А.Н. Африкян. Геофизически исследования скважин. – М.: «Нефть и газ», 2004 – 400 с.
16. Аппаратурно-методический комплекс АМК «Горизонт» для геофизических исследований скважин. [Электронный ресурс] – URL: <http://docplayer.ru/28569298-Apparaturno-metodicheskiy-kompleks-amk-gorizont-issledovaniy-skvazhin.html> (дата обращения 28.05.2017).
17. Игнатов В. С., Малеева Л. В. Совместная интерпретация данных БКЗ и ВИКИЗ// Каротажник, 2008. Вып. 3 (168). С. 42 – 50.
18. Ельцов И. Н., Эпов М. И., Кашеваров А. А. Новый системный подход к интерпретации данных ГИС и ГТИ на основе комплексных геофизических и гидродинамических моделей // Технологии ТЭК. 2008. № 5. С. 12–18.
19. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом; Под ред. В. И. Петерсильев, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ "Тверьгеофизика", 2003. – 261 с.
20. ГОСТ Р ИСО 26000–2012. Руководство по социальной ответственности. – М.: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
21. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Текст. - Введ. 1976 - 01 - 01. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1975. – 8 с.
22. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Стандартиформ., 2010 – 32 с.
23. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1) – М.: Стандартиформ , 2008 – 78 с.
24. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1) – М.: Стандартиформ, 2006 – 68 с.
25. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности – М.: Стандартиформ, 2015 – 28 с.
26. ГОСТ 12.1.029-80. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001 – 4 с.

27. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1) – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001 – 10 с.
28. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. . – М.: ИПК Издательство стандартов. М.: 1983.– 75 с.
29. ГОСТ 12.3.009-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности (с Изменением N 1) – М.: Стандартиформ , 2008 – 9 с.
30. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты – М.: Стандартиформ , 2010 – 24 с.
31. ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1) – М.: ИПК Издательство стандартов ,2002 – 13 с.
32. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы – 2010 – 28 с.
33. СП 60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003 – М.: Минрегион России, 2012 – 84 с.
34. ГОСТ12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования – М.: Стандартиформ, 2006 –68 с.
35. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997 – 20 с.
36. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение (с Изменением N 1) – М.: Госстрой России , ГУП ЦПП, 2003 – 36 с.
37. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1) – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001 – 75 с.
38. ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами, 1983 – 2 с.
39. ГОСТ 17.2.1. 03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004 –86.
40. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения – М.: Стандартиформ, 2008 – 3 с.

41. ПБ 08-37-93 Правила безопасности при геолого-разведочных работах, 1993 – 17 с.
42. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ (ред. от 10.07.2012)// Собрание законодательства, 2008. – С. 87–140.
43. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.– Введ. 2003-01-08. - М.: Стандартиформ, 2003. – 31 с.
44. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организация работы. — Введен: 30.06.2003. М.: Издательство стандартов, 2002. –14 с.
45. ГОСТ Р 55415-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки – М.: Стандартиформ, 2014 – 36 с.
46. ПОСН 81-2-49 Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ. – Введ. 1998 – 98 с.
47. Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]: энергетическая стратегия России на период до 2030 года.URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 29.05.2017).

# ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Карта гравиметрической изученности

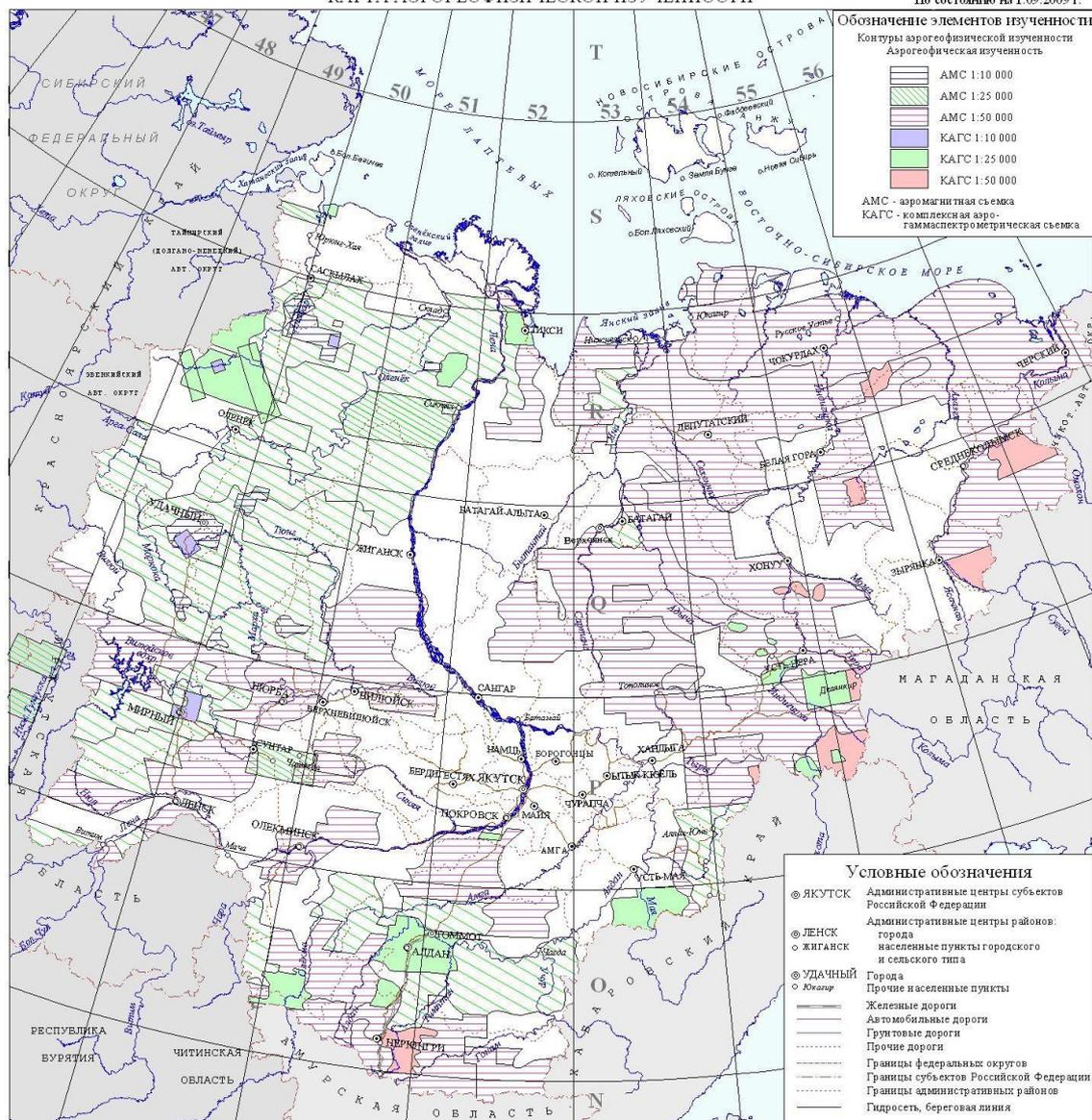
ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ  
РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)  
КАРТА ГРАВИМЕТРИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ



## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Карта аэрогеофизической изученности

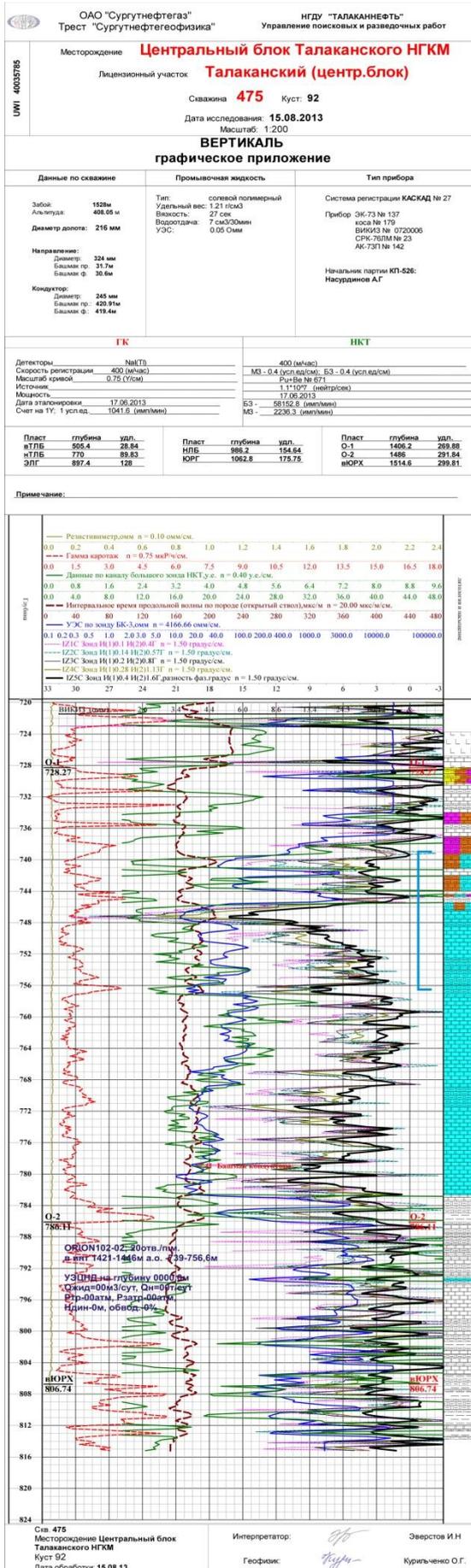
ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ  
РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)  
КАРТА АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ

По состоянию на 1.09.2009 г.

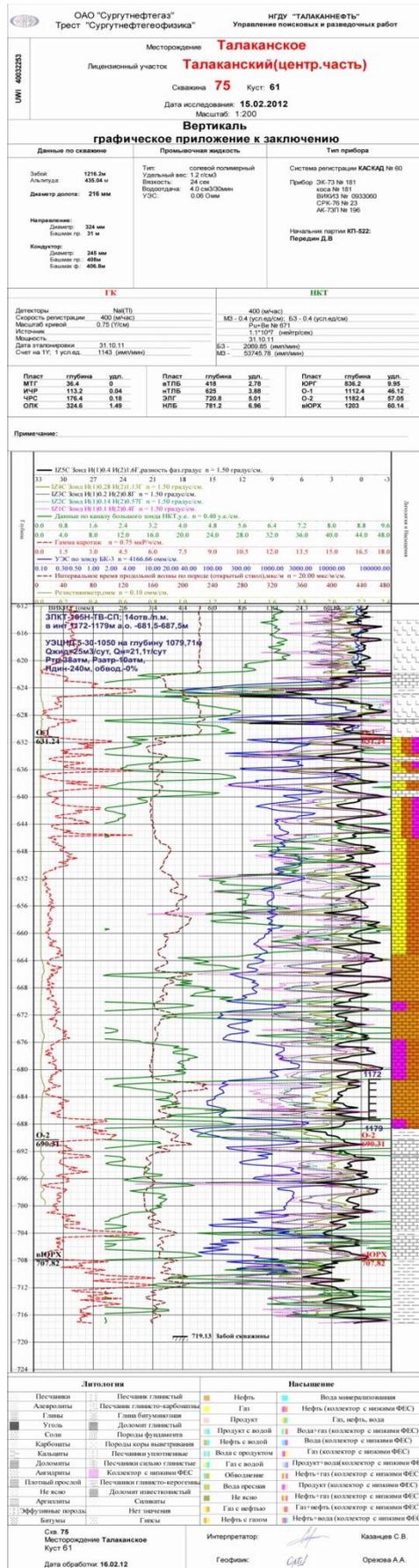




ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Каротажные диаграммы по скважине № 475



# ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Каротажные диаграммы по скважине № 75



ПРИЛОЖЕНИЕ 6. Каротажные диаграммы по скважине № 476

