

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление /специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки» /  
 «Геофизические методы исследования скважин»  
 Отделение Геологии

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

<b>Тема работы</b>
<b>Геофизические исследования скважин с целью решения разведочных задач на Болтном месторождении нефти (Томская область)</b>

УДК 550.832:552.578.2.061.4(571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Матюнин Роман Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Ю.В.	к.г.-м.н., доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Винокурова Г.Ф.	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	к.г.-м.н.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ 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-исследовательской 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 ископаемых (P11).

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление /специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки» /  
 «Геофизические методы исследования скважин»  
 Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
Ростовцев В.В.  
 (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
224А	Матюнин Роман Александрович

Тема работы:

Геофизические исследования скважин с целью решения разведочных задач на Болтном месторождении нефти (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Материалы производственной и преддипломной геофизической практики
<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 работ.</li> <li>4. Основные вопросы проектирования</li> <li>5. Методические вопросы.</li> </ol>

	6. Исследование ВИКИЗ 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 8. Социальная ответственность.
<b>Перечень графического материала</b>	1. Положение района исследований показано черным квадратом на физической карте Томской области 2. Положение района исследований показано черным квадратом на административной карте Томской области 3. Изученность территории сейсморазведочными работами 4. Сводный литолого-стратиграфический разрез 5. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты 6. Геологический профиль по скважинам 1-9-11-21 7. Планшет окончательного каротажа 8. Зависимости $\Delta T=f(H)$ для меловых коллекторов Западной Сибири 9. Обобщенная зависимость $K_{пр}=f(A_{пс})$ 10. Сопоставление коэффициентов проницаемости, определенных по данной зависимости и по керновым данным. 11. Петрофизические зависимости $R_{п}=f(K_{п})$ и $R_{н}=f(K_{во})$ 12. Планшет ВИКИЗ

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
По менеджменту	Профессор Трубникова Н.В.
По социальной ответственности	Доцент Винокурова Г.Ф.

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Ю.В.	д.г.-м.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Матюнин Роман Александрович		

## Реферат

Дипломный проект выполнен на тему "Комплекс геофизических исследований в разведочных и эксплуатационных скважинах на Болтном нефтяном месторождении (Томская область)".

В общей части проекта описан географо-экономический очерк района работ, приведена краткая геолого-геофизическая изученность и геологическое строение района работ, сделан анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет.

В проектной части отображается выбор участка работ, обосновывается комплекс методов исследования скважин, подробно описывается методика и техника выполнения полевых работ, метрологическое обеспечение и интерпретация результатов ГИС.

В специальной главе рассматриваются возможности применения высокочастотного индукционного каротажного зондирования в комплексе методов ГИС, для повышения результативности обнаружения фильтрационных процессов, возникающих при образовании зон проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

В технико-экономической части приведены расчеты технико-экономических показателей с подсчетами сметной стоимости проектируемых работ, а так же разработаны мероприятия производственной и экологической безопасности при проведении геофизических работ.

## ESSAY

The diploma project was carried out on the topic "The complex of geophysical studies in exploration and production wells at the Boltnoye oil field (Tomsk Region)".

In the general part of the project, a geographical and economic outline of the area of work is described, a brief geological and geophysical study and geological structure of the area of work are presented, and an analysis of the main results of geophysical work of previous years is made.

The project part displays the selection of the site of work, justifies a set of well survey methods, describes in detail the methods and techniques for performing field work, metrological support and interpretation of GIS results.

In a special chapter, the possibilities of using high-frequency induction logging in the complex of GIS methods are considered to increase the effectiveness of the detection of filtration processes that occur during the formation of zones of penetration of leaching fluid filtrate into the formation.

In the technical and economic part, calculations of technical and economic indicators with calculations of the estimated cost of the designed works are given, as well as measures of production and environmental safety during geophysical works.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АК – акустический каротаж;
- БК – метод бокового каротажа;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ВИКИЗ – высокочастотный индукционный каротаж  
изопараметрического зондирования;
- ГИС – геофизическое исследование скважин;
- ГК – метод гамма каротажа;
- ДС – диаметр скважины;
- ИК – метод индукционного каротажа;
- КВ – кавернометрия
- КС – каротаж сопротивления;
- ЛМ – локация муфт колонн;
- МКЗ – метод микрокаротажного зондирования;
- ННК – Т – метод нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым  
нейтронам;
- ПС – метод собственной поляризации;
- РК – радиоактивный каротаж;
- УЭС – удельное электрическое сопротивление;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- ЭВМ – электронная вычислительная машина.

## Оглавление

Введение.....	10
1 Общие сведения об объекте исследования.....	11
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	11
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность .....	14
2 Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования .....	19
2.1 Стратиграфия.....	19
2.2 Тектоника.....	25
2.3 Нефтегазоносность.....	28
3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований .....	31
4 Основные вопросы проектирования .....	32
4.1 Задачи геофизических исследований.....	32
4.2. Выбор участка работ.....	32
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. ....	34
Выбор методов и обоснование геофизического комплекса .....	34
5. Методические вопросы.....	37
5.1 Методика и техника геофизических исследований скважин .....	37
5.2 Метрологическое обеспечение проектируемых работ.....	53
5.3. Геологическая интерпретация геофизических данных .....	61
6 Специальная часть.....	72
6.1 Викиз .....	72
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение .....	83
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	83
7.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	83
7.1.2 SWOT-анализ.....	85

7.2	Определение возможных альтернатив проведения научных исследований .....	86
7.3	Планирование научно-исследовательских работ .....	88
7.3.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	88
7.3.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	89
7.3.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	90
7.4	Бюджет научно-технического исследования НТИ.....	94
7.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	98
8	Социальная ответственность .....	103
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	104
8.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	104
8.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ....	105
8.2	Производственная безопасность .....	106
8.2.1	Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению.....	107
8.2.2	Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению .....	111
8.3	Экологическая безопасность.....	117
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	118
	Заключение .....	121
	Список используемой литературы .....	122

## Введение

Административно Болтное месторождение расположено в Парабельском районе на юге Томской области. Согласно нефтегазоносному районированию, месторождение находится в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и входит в состав Казанского НГР района Васюганской нефтегазоносной области.

Проведенные ранее работы вскрыли пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. В процессе проведения поисково-разведочных работ не установлена истинная модель залежи в пластах песчаников Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Следовательно, целесообразно рассмотреть и уточнить модель залежи. Решению этих задач и посвящен настоящий проект по разведке месторождения методами ГИС.

В соответствии с геологическим заданием проведен ряд мероприятий и работ по изучению геологического строения района, по его стратиграфическим и тектоническим особенностям и нефтегазоносности, и сделаны выводы о структурах благоприятных для поиска углеводородного сырья. На основании анализа основных результатов геофизических работ прошлых лет, был выбран участок геофизических работ, оптимальный комплекс геофизических методов исследований скважин, отвечающий всему ряду поставленных задач. Определена методика и техника геофизических и камеральных работ. Подобраны методы интерпретации данных ГИС. Все работы будут проводиться на основании действующего Законодательства РФ.

# 1 Общие сведения об объекте исследования

## 1.1 Географо-экономический очерк района работ

Болтное нефтяное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области, в пределах центральной части куполовидного поднятия.

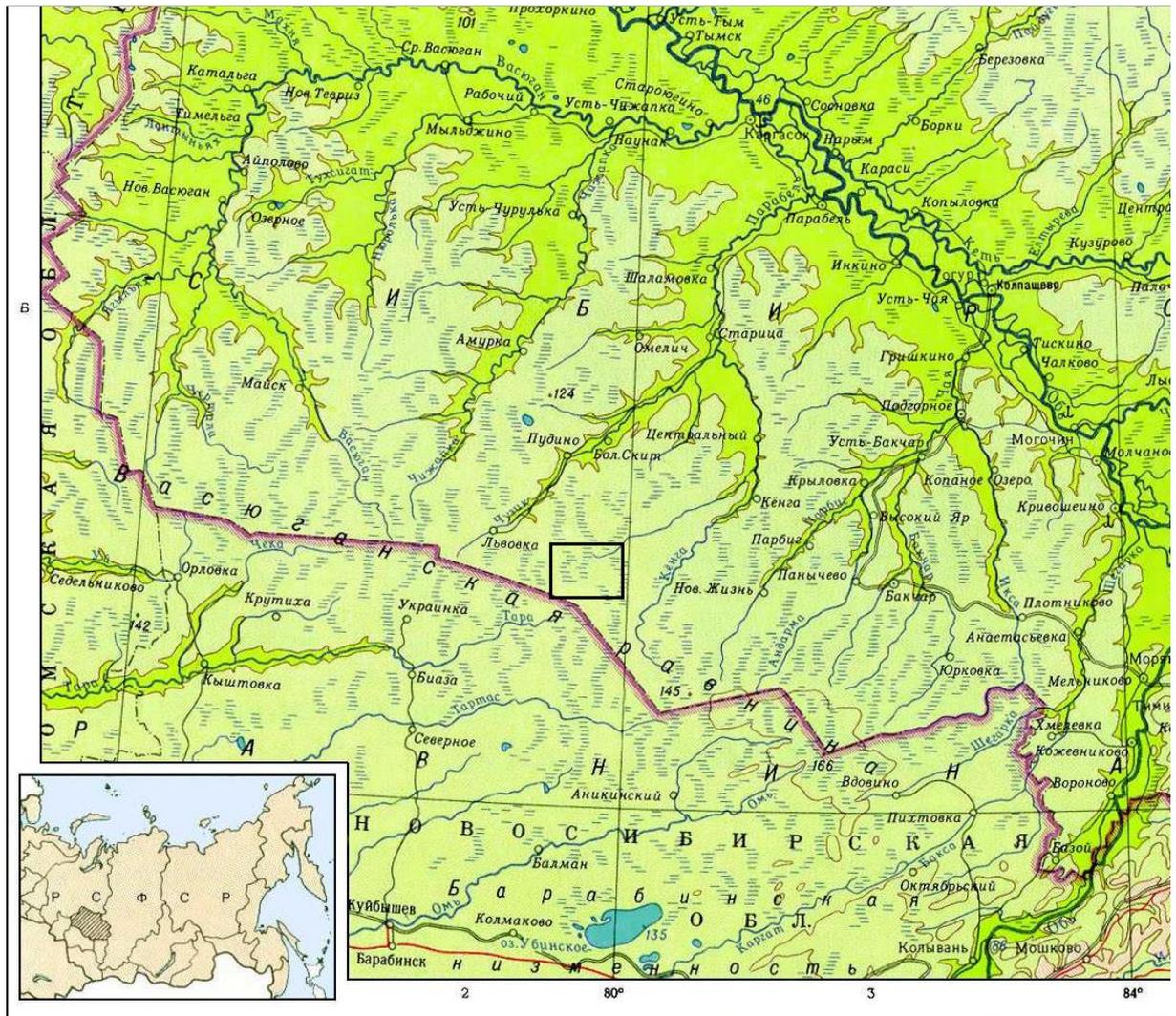


Рисунок 1 – Положение района исследований показано черным квадратом на физической карте Томской области [29]

В геоморфологическом отношении территория района представляет собой плоскую пологоволнистую равнину, почти полностью залесенную, часть

площади занимают непроходимые болота. Уровень грунтовых вод, приуроченных к пескам-пльвунам, залегает на глубине 2-20 м.

Абсолютные отметки рельефа изменяются от +94 до +144 м.

Речная сеть района представлена рекой Чузик и ее правыми притоками: р. р. Таволгой, Бол. и Мал. Казанкой. Все реки района мелководные с обрывистыми берегами. Река Мал. Казанка сечет западную половину месторождения с юго-востока на северо-запад. Ширина реки 5-7 м, скорость течения небольшая 0.4 - 0.6 м/сек, глубина 0.5 - 1.5 м. Берега реки заболочены и сильно залесены. Территория района покрыта в основном хвойным лесом (ель, кедр, пихта, сосна) с участками березняков и осинников.

Климат района резко континентальный. Лето короткое, жаркое. Температура в самом теплом месяце - июле поднимается до + 30°C. Зима холодная, продолжительная, снежная. Самая низкая температура отмечается в декабре, январе и феврале и достигает - 45-50°C, средняя температура зимой - 22 -25 °С. Снеговой покров достигает толщины до 1 м, часты метели и снегопады.

Преобладающее направление ветров юго-западное, а в зимний период - северо-восточное. Максимальная скорость ветра до 20 м/сек.

Среднегодовое количество осадков колеблется от 450 до 500 мм.

Реки вскрываются в конце апреля - начале мая, продолжительность навигационного периода 150 - 170 дней.

Район обжит слабо. Населенных пунктов непосредственно на территории месторождения нет. С севера ближайшими населенными пунктами являются с. с. Пудино и Шерстобитово, расположенные в 40 км. С юга со стороны Новосибирской области за южной кромкой Васюганских болот на расстоянии 100-130 км находятся с. с. Карачаевка, Бергуль, Ичкала, Влаза.

Население района в основном состоит из русских, реже украинцев и др. Промышленных предприятий вблизи месторождений нет. Основное занятие населения - сельское хозяйство, скотоводство, рыбная ловля. В связи с

разворотом нефтегазопоисковых работ в Западной Сибири в последние годы широко проводятся геолого-геофизические исследования и глубокое бурение.

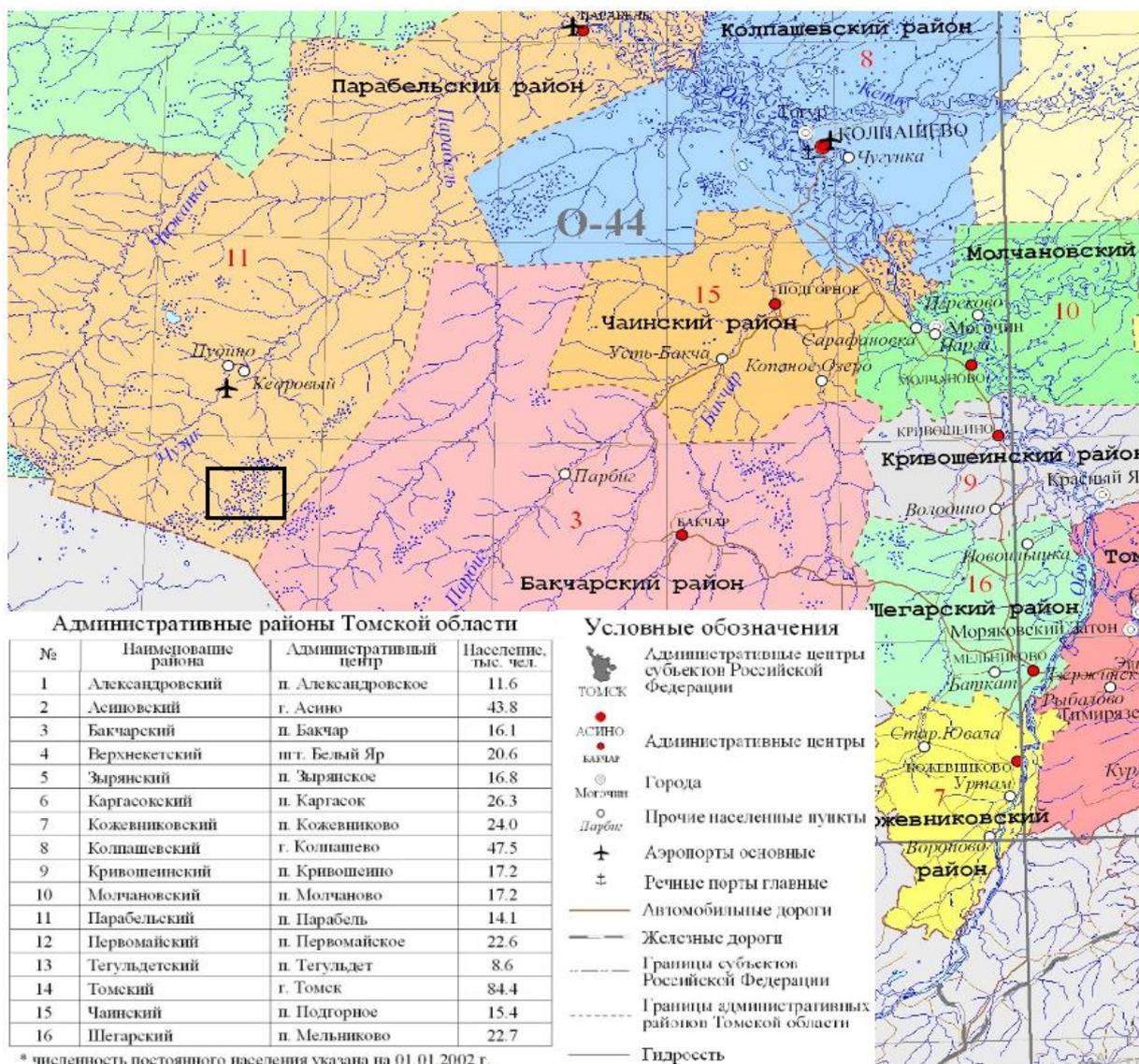


Рисунок 2 – Положение района исследований показано черным квадратом на административной карте Томской области [30]

База Северной экспедиции, проводившей разведочные работы на Казанском месторождении (до 1969 г. Северная экспедиция именовалась Бочкаревской нефтеразведкой глубокого бурения), расположена в с. Межовка, удаленном от района работ на расстоянии 180 км.

Снабжение оборудованием и материалами скважин, бурившихся на месторождении, проводилось со ст. Куйбышев, расположенной на расстоянии 300 км. До кромки болот грузы доставлялись по грунтовым дорогам. На

расстоянии 80 км от площади работ и на всей территории месторождения, дороги отсутствуют полностью, поэтому доставка и передвижение грузов и оборудования производится зимой по специально замороженным с осени дорогам. В другое время года, доставка и перевозка малогабаритных грузов и материалов и смена вахт осуществляется вертолетом.

Водоснабжение буровых технической водой проводилось на специально пробуренных для этой цели водяных скважин глубиной 40-90 м. В летнее время для технических целей использовалась вода из рек и из специально подготовленных котлованов.

Строительный лес для буровых находится на расстоянии 3-5 км, песок на расстоянии 120 км. Бутовый камень и гравий при необходимости завозятся со ст. Куйбышев. Глины для приготовления глинистого раствора хорошего качества в районе нет, но при необходимости он может быть приготовлен из местных глин, но с добавлением химреагентов.

Вывод: данная площадь работ относится к 3-ей категории сложности.

## **1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность**

Болтная площадь (Р-1,Р-2,Р-3), Олимпийское к.п. (Р-150, Р-151, Р152). На ранних стадиях исследований (1965-1970 гг) сейсморазведочными работами МОВ выявлены на отчетной территории Олимпийское к.п., Болтная структура; на прилегающих площадях: Казанская, Западно-Сомовская, Сомовская и Русиновская структуры.

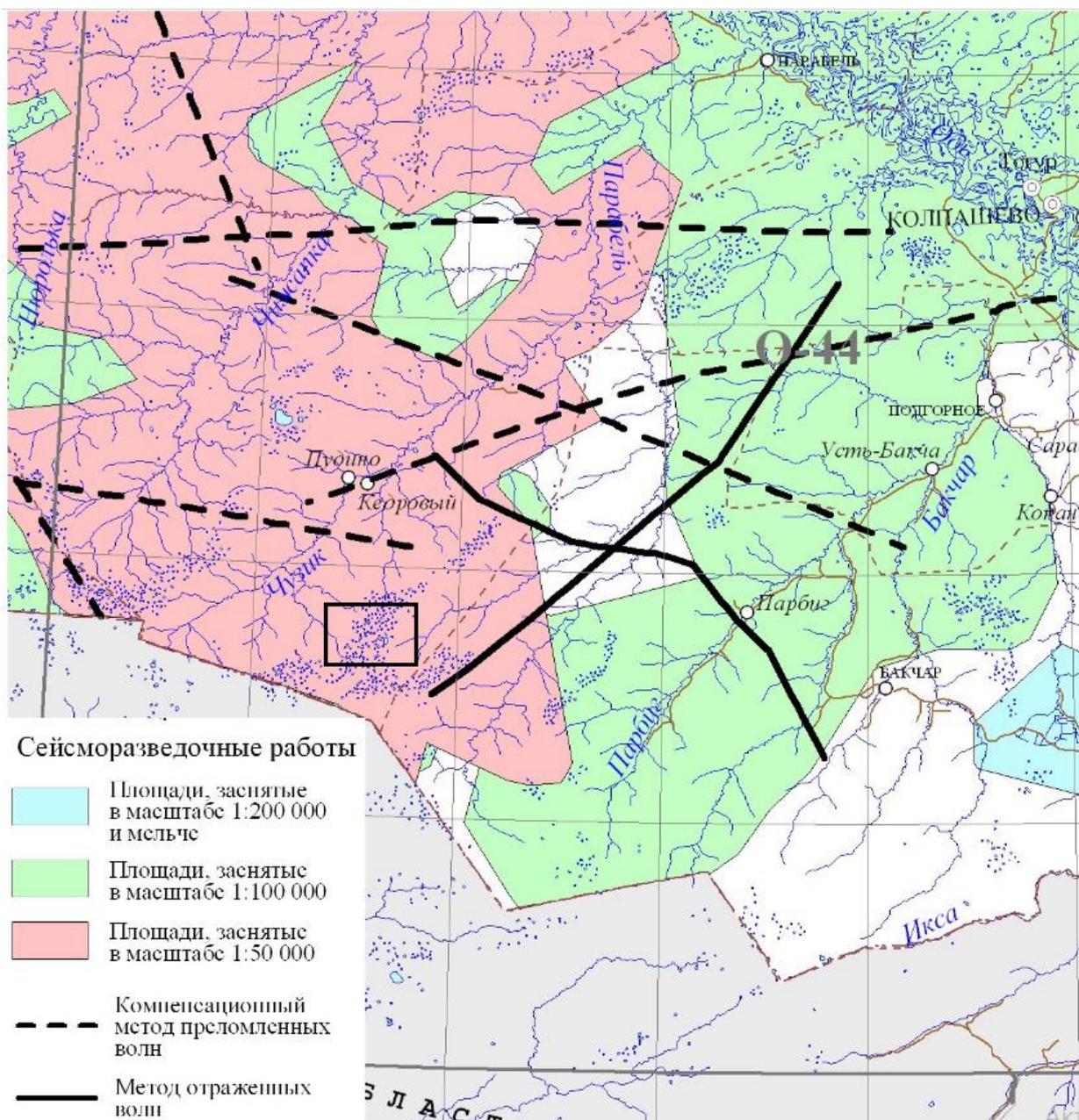


Рисунок 3 – Изученность территории сейсморазведочными работами [31]

Позднее работами сейсморазведочных партий 1,3,6/88-89 площадь работ покрыта редкой каркасной сетью профилей МОГТ, а работами с/п 1,3/95-98 детализирована северная часть Болтной структуры.

Буровыми работами площадь освещена сравнительно слабо.

Таблица 1- Геолого-геофизическая изученность района работ

Вид работ, Масштаб съемки	Год Провед ения Работ	Организация, проводившая работы, автор, отчет	Основные геологические результаты исследований
1	2	3	4
Геологическая Съемка 1:1000000	1947	Западно- Сибирское Геологическо е управление	Установлено повсеместное развитие антропогенных рек.
Магнитная Съемка 1:1000000	1949- 1953	Сибирский геофизически й Трест	Проведено районирование территории по характеру магнитного поля.
Площадные Работы МОВ, 1:100000	1965- 1966	С/п 24/65-66 Власов В.М.	В зоне сочленения Межовского и Пудинского сводов выявлено Казанское к.п., подготовлена под глубокое бурение Казанская структура.
Площадные Детальные Исследования МОВ, 1:100000	1968- 1969	СОКГЭ с/п 3, 4, 21,23/68-69 Страхов А.Н.	Подготовлены под глубокое бурение Останинская, Сомовская локальные структуры. Оконтурены Рогалевское, Верхнекомбарское, Олимпийское, Боровое, Вяловое и Чинжарское локальные поднятия.
Площадные Исследования КМПВ, 1:100000	1977- 1978	ТГТ, с/п 6/77- 78 Карапузов Н.И	На Казанской площади получены сведения о строении верхней части доюрских образований и распределении по их кровле граничных скоростей.
Детальное Исследование МОГТ, 1:50000	1979- 1980	ТГТ, с/п 6/77- 78 Посохова Р.Г.	Выявлена и подготовлена к бурению Южно-Табаганская структура. Изучена поверхность доюрских образований Казанского поднятия
Площадные исследования КМПВ, 1:100000	1979- 1980	ТГТ, с/п 6/79- 80 Лахно Г.А	Получены дополнительные сведения о геологическом строении доюрских образований в пределах Калганской, Сельвейкинской, Лосино-Ярской, Юбилейной, Северо-Останинской, Западно-Останинской, Казанской площади.

Продолжение таблицы 1

Аэромагнитная съемка, 1:50000	1979-1980	ЦЭ, аэромагнитная партия 3/79-80, Барулин Б.С	Преподготовлено к глубокому бурению Таволгинское л.п. Детализировано и подготовлено к бурению Верхневасюганское поднятие. Выделено Осиново-Солоновская терраса, на которой подготовлено к бурению Осиновское поднятие. Выявлены Смоляное, Хылькинское и Львовское к.п.
Площадные исследования, МОГТ 1:100000	1981-1982	ТГТ, с/п 1,3, 6/81-82 Белов Р.В	Построена схема элементов тектоники и вещественного состава доюрского фундамента Нюрольской впадины.
Сейсмокаротж, исследования скважин	1967, 1969-1996	С/п 10/с7,с/п 19	Получены сведения о средних и интервальных скоростях разреза по скважинам Казанская 1, Олимпийская 151, Сомовская 145, Солоновская 43, 44, Южно-Табаганская 135, Западно-Сомовская 9
Поисково разведочное бурение	1967-1997	ПГО Томскнефтегазгеология” НТГУ	Открыты Казанское газоконденсатное, Мирное нефтегазовое, Урманское, Южно-Табаганское, Солоновское-нефтяные, Калиновое и Нижне-Табаганское газоконденсатнонефтяные, Болтное нефтяное м/р.
Региональные работы, КМПВ, 1:200000	1980-1981	ТГТ, с/п 9/80-81 Стойко Н.А	По профилю Нюрольская впадина Таволгинской с.м - Бакчарская впадина изучено геологическое строение поверхности промежуточного комплекса и поверхности кристаллического фундамента.
Площадные исследования МОГТ, 1:50000	1988-1986	ТГТ, с/п 1,3, 6/88-89 Мельников В.П	Подготовлены к глубокому бурению Западно-Сомовское, Болтное, Русиновское л.п. Проведен палеонтологический, динамический и кинематический анализ сейсмических данных. Выделены наиболее благоприятные участки для поиска углеводородов в верхних отложениях

С 2001 г. начаты работы по разведке месторождения, в настоящий момент пробурено 4 скважины, которые сопровождались геофизическими исследованиями.

Таким образом из анализа изученности видно что территория геофизическими исследованиями скважин охвачена крайне слабо.

## 2 Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

### 2.1 Стратиграфия

В геологическом строении юго-восточной части Западно-Сибирской плиты принимают участие палеозойские образования доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойские отложения осадочного чехла.

**Доюрский комплекс отложений фундамента.** Поверхность доюрского фундамента сложена разнообразными по составу и возрасту породами, что определяется возрастом складчатости доюрских образований и их структурно-тектоническим положением в геологическом разрезе.

На Болтной площади в скважине 1 (лист №3) вскрыты в верхней части (2650-2698 м) метаморфизованные алевролиты светло-серые, с голубоватым оттенком, участками карбонатизированные; ниже карбонатная, карбонатно-терригенная порода светло- и темно-серая, плотная, крепкая. Породы интенсивно пиритизированы.

В скважине 2 в интервале 2772-2826 м вскрыты метаморфизованные породы алевритисто-глинистые серые и темно-серые, в кровельной части (~20 см) брекчированные интенсивно пиритизированные.

В скважине 3 доюрские образования вскрыты в интервале 2738-2806 м и представлены кварц-полевошпатовыми, карбонатизированными, полевошпатовыми граувакковыми песчаниками с включением 5 м пачки яшмоидной породы (вулканическое стекло). Обломочный материал псаммитовой размерности представлен эффузивами, полевыми шпатами, а мелкогравийный - силицитами. Цемент карбонатно-глинистый.

**Платформенный комплекс** в районе работ представлен юрскими, меловыми, палеогеновыми и четвертичными отложениями.

**Юрская система.** В основании осадочного чехла залегают отложения тамбаевской свиты, которые с угловым несогласием и региональным перерывом перекрывают доюрские образования.

Наиболее полный разрез отложений свиты на Болтной площади вскрыт в скважинах 2 и 3, пробуренных, соответственно, на юго-восточной и северо-западной периклиналях структуры. Разрез свиты начинается с ааленских отложений (пласт Ю13), которые к своду выклиниваются и на доюрских породах залегают уже байосские отложения. Аналогичная картина наблюдается и на Казанской площади, расположенной к северо-западу от района работ. Толщина ааленских отложений на Болтной площади составляет 50 м. Литологически отложения представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей.

Вышезалегающие отложения байос-бата представлены сложно, неравномерно чередующимися пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. Континентальные и озерно-болотные условия осадконакопления, сnivelированный рельеф предопределили отсутствие в разрезе отложений байос-бата регионально-выдержанных пластов-коллекторов.

В районе работ надежным геологическим и геофизическим репером является угольный пласт У10.

В верхней части байос-батского разреза между пластами углей У2 и У6 на площади работ наиболее выдержаны пласты Ю3 и Ю6.

Пласт Ю6 развит повсеместно в районе работ и достигает 17 м в скважине 1 на Болтной площади. К югу (скважина 2) пласт глинизируется.

**Васюганская (наунакская) свита** претерпела в своем развитии 4 цикла.

В нижне-среднекелловейскую трансгрессию развивается пласт Ю2, мощностью 20м., и аргиллиты **нижневасюганской подсвиты**, которая наиболее уверенно выделяется лишь в скважине 3. В скважинах 1,2 подсвита значительно изменяется и представлена неравномерным переслаиванием алевролито-глинистых разностей.

**Верхневасюганская подсвита** представлена верхнекелловей-нижнеоксфордским регрессивным прибрежным комплексом, характеризующимся развитием пласта Ю1<sup>3-4</sup> (подугольная толща) и оксфорд-киммериджским трансгрессивным комплексом, характеризующимся развитием

песчано-алевролитового пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> (надугольная толща). Между собой надугольная трансгрессивная и подугольная-регрессивная толщи разделены межугольной переходной пачкой, имеющей значительную толщину (до 30 м). В кровле пачки прослеживается хорошо выраженный угольный пласт У<sub>1</sub>, а нижняя граница проводится по подошве значительно углефицированных пород, выделяемых на диаграммах стандартного каротажа.

Пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> надугольной пачки уверенно прослеживаются на площади и имеют довольно высокие емкостные свойства. Открытая пористость песчаников пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в скважине 1 составляет 13.8-17.2%, проницаемость 29.8-74.3 мд.

Песчаные пласты васюганской (наунакской) свиты объединяются в регионально-продуктивный горизонт Ю<sub>1</sub>.

Трансгрессивные киммериджские отложения **георгиевской свиты** выделяются во всех пробуренных скважинах и представлены аргиллитами темно-серыми, в нижней части незначительно опесчаненными, карбонатизированными. На Болтной площади толщина георгиевской свиты меняется от 11 м в скважинах 1,3 и до 18 м в скважине 2.

Отложения георгиевской свиты согласно перекрываются волжскими глубоководными битуминозными аргиллитами **баженовской свиты**. Отложения свиты являются геологическим и геофизическим репером. Толщина свиты 28-30 м.

**Меловая система.** Отложения меловой системы представлены морскими (куломзинская, тарская, кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская свиты) и континентальными отложениями (киялинская, покурская свиты).

Куломзинская свита К<sub>1</sub>kIm, мощность 205 м., представлена плотными темно-серыми аргеллитами, иногда тонкослоистыми алевритистыми с редкими тонкими прослойками известковых песчаников и элевралитов.

Тарская К<sub>1</sub>tr, мощностью 46 м., представлена серыми песчаниками, светло-серыми средне-мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми слабо- и

среднесцементированными иногда известняковистыми крепкими. Участками косослоистые, подчинённые прослойки тёмносерых плотных аргеллитов и алевролитов. Выделяются песчаные пласты группы Б<sub>7</sub>– Б<sub>9</sub>.

Киялинская свита K<sub>1</sub>Kls, мощность 685 м., разрез свиты представлен континектальными отложениями и включает в себя неравномерное преслаивание глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, буровато-серые, зеленовато-серые, коричневые, пятнистые, комковатые, часто алевролитистые. Песчаники серые, светло-серые, мелкозернистые, преимущественно кварц-полевошпатовые, иногда глинистые и известковистые, крепкие, косослоистые. Алевролиты серые, плотные, часто глинистые. Песчаные пласты имеют линзовидное строение и по простиранию не выдержаны.

Покурская свита K<sub>1-2</sub> pK, мощность 600 м., включает в себя неравномерное переслаивание песчаников серых светлых, мелкозернистых, кварц-полевошпатовых иногда известковистых, с пологой и косою слоистостью, алевролитов серых, буровато-серых, комковатых, иногда уплотнённых, аргилитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом. Пласты песчаников не выдержаны по простиранию, часто линзовидные. Песчаная толща в подошве свиты сравнительно выдержана по простиранию.

Кузнецовская свита K<sub>2</sub>kz, мощность 20 м., состоит из серых глин, тёмносерых, тонко волосчатых, листованных, плитчатых, иногда известковых.

Ипатовская свита K<sub>2</sub>ip, мощность 90 м., описание: переслаивание песчаников, алевролитов серых, разнозернистых, иногда глауконитовых и серых глин, тёмносерых и зеленовато-серых алевролитистых, иногда опоквидных. Встречаются включения пирита.

Славгородская свита K<sub>2</sub>gn, мощность 60 м., описание свиты: глины серые, зеленовато-серые, комковатые, участками споксвидные, с редкими прослойками песчаников и алевролитов.

Ганькинская свита K<sub>2</sub>sl, мощность 90-95 м., представлена глинами серыми, тёмносерыми, известковистыми, иногда алевролитистой в верхней

части – мергелями серыми, зеленоватосерые, толща содержит тонкий прослой алевритов, гастроподов.

**Палеогеновая система.** Отложения палеогеновой системы представлены глинистыми морскими отложениями (талицкая, люлинворская свиты) и озерно-аллювиальными, озерно-болотными фациями некрасовской свиты.

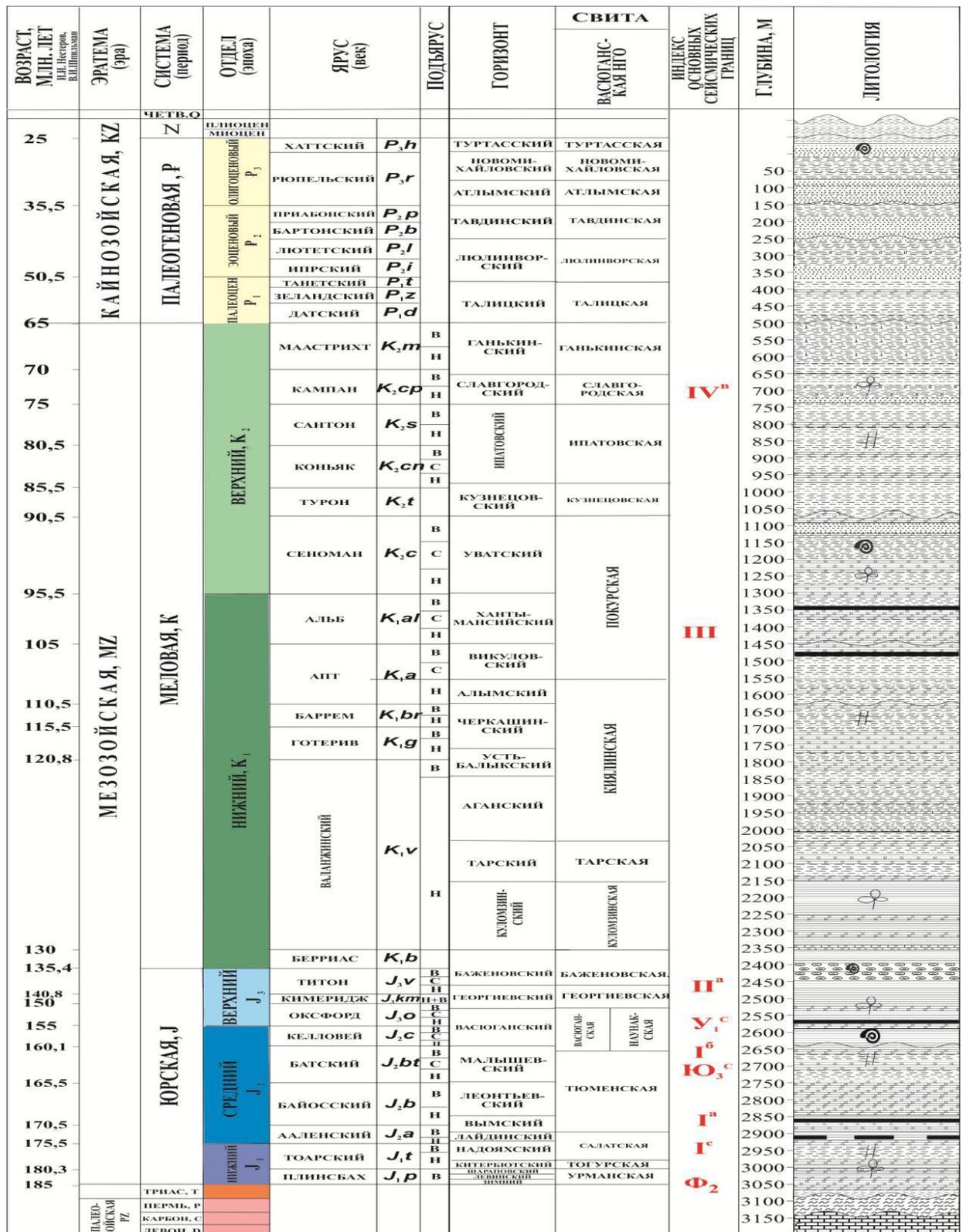
Талицкая свита  $P_{1tl}$ , мощность 60 м., описание свиты: глины от тёмносерых до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевритистые с прослойками алевритов и песков мелкозернистых, кварц-полевошпатовых-глауконитовых, с включениями пирита.

Люлинворская свита  $P_{2ll}$ , мощность 230-235 м., описание: глины зеленоватосерые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты – опоковидные, с прослоями серых слюдистых алевритов и кварцево-гауканитовых песков.

Чеканская свита  $P_{2-3Cg}$ , мощность 110 м., описание: глины голубовато-зеленые с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светлосерых, буровато-серых, кварцевых и кварц-полевошпатовых и алевритов.

Некрасовская свита  $P_{3nk}$ , мощность 170-180 м., описание свиты: переслаивание песков серых и желтовато-серых, мелкозернистых, песчано-алевритистых и алевритов.

**Четвертичная система.** Четвертичные отложения с размывом залегают на подстилающих и представлены песчано-глинистыми аллювиальными и озерно-аллювиальными фациями.



Условные обозначения

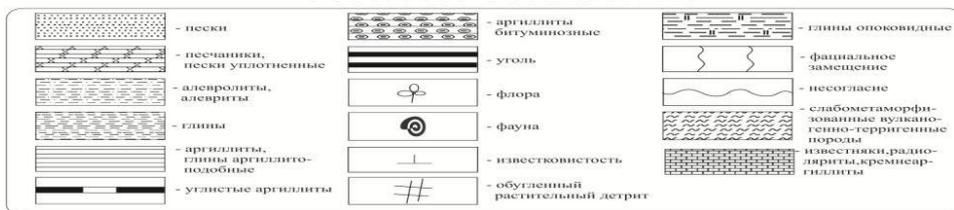


Рисунок 4 – Сводный литолого-стратиграфический разрез [32]

## 2.2 Тектоника

В тектоническом отношении исследуемый район расположен в юго-восточной части Западно – Сибирской плиты, входящей в состав молодой Урало–Сибирской платформы.

Площадь работ приурочена к юго-восточному блоку Васюган – Пудинского антиклинория и отделена от основной структуры Чузикским грабен-рифтом.

Доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты является гетерогенным складчато-блоковым сооружением, в строении которого

принимают участие разновозрастные тектонические комплексы геосинклинального, прото- и дейтероорогенного, а также рифтового генезиса.

Центрально-Западно-Сибирская складчатая система заложилась в силуре или начале девона на коре континентального типа. Для нее характерно широкое развитие структурно-формационных зон эвгеосинклинального и миогеосинклинального типа, которые развивались по инверсионной схеме. Специфичность силур-нижнекаменноугольного геосинклинального комплекса заключается в том, что геосинклинальные прогибы, несмотря на большую глубину

прогибания, выполняются не вулканогенно-осадочными и магматическими образованиями, а осадочными терригенными и карбонатно-терригенными формациями.

**Герцинский цикл тектогенеза** проявлялся в инверсии прогибов и интенсивной складчатости. Отложения комплекса смяты в складки северно-западного простирания, которые секутся системой глубинных разломов на ряд блоков различного порядка.

**Рифтогенез**, наиболее полно проявившийся в ранне-среднетриасовую эпоху завершил формирование тектонического облика доюрского фундамента и положил начало новому этапу развития Западно-Сибирской плиты – платформенному. Рифтогенез сопровождался активным наземным

вулканизмом. Крупнейшей рифтовой зоной доюрского фундамента является Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт, простирающийся почти меридионально через всю территорию Западной Сибири. Район работ приурочен к зоне развития Чузикского грабен-рифта.

В течение континентального перерыва складчатые образования фундамента размывались и пенепленизировались, по кровле доюрских отложений развивались коры выветривания. Так, к началу прогибания Западно-Сибирской плиты был сформирован эрозионно-тектонический рельеф поверхности доюрского фундамента.

Структурообразование в мезозойско-кайнозойском чехле обусловлено унаследованными движениями структурно-формационных зон доюрского фундамента. В платформенном чехле над антиклинориями сформировались зоны поднятий, над синклинориями – зоны прогибов. Соответствие рельефа поверхности фундамента платформенным структурам первого, второго и, частично, третьего порядков наблюдается местами до отложений палеогена.

Значительный вклад в формирование современного строения региона внесли неотектонические движения проявившиеся в палеогене-неогене. Эти движения привели к перестройке структурного плана в региональном отношении, к изменениям в относительном положении отдельных блоков плиты, а также, вызвали заложение новых разломов и оживление ранее существовавших.

В структурном плане платформенного чехла район работ расположен в юго-восточной части Нюрольской впадины (отрицательной структуры 1-го порядка) в пределах Олимпийского куполовидного поднятия (положительной структуры 2-го порядка).

Предшествующими работами на Олимпийском куполовидном понятии закартированы две структуры 3-го порядка: Болтная и Олимпийская.

Для всей территории Западно-Сибирской плиты характерно наличие в региональном плане двух основных систем тектонических разломов северо-западного и северо-восточного простирания.

Первые представляют складчато-блоковую структуру доюрского фундамента, вторые связаны с рифтогенезом. Значительная часть разрывных нарушений проникает в отложения чехла, оказывая существенное влияние на миграцию и формирование в них залежей нефти и газа.

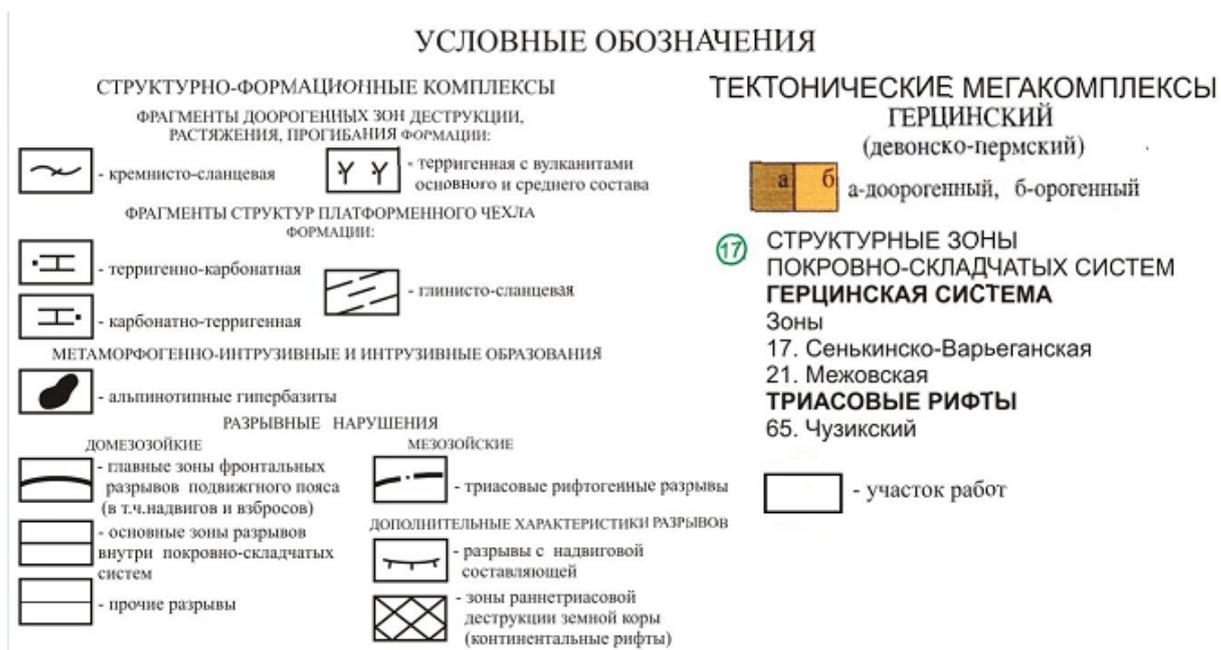
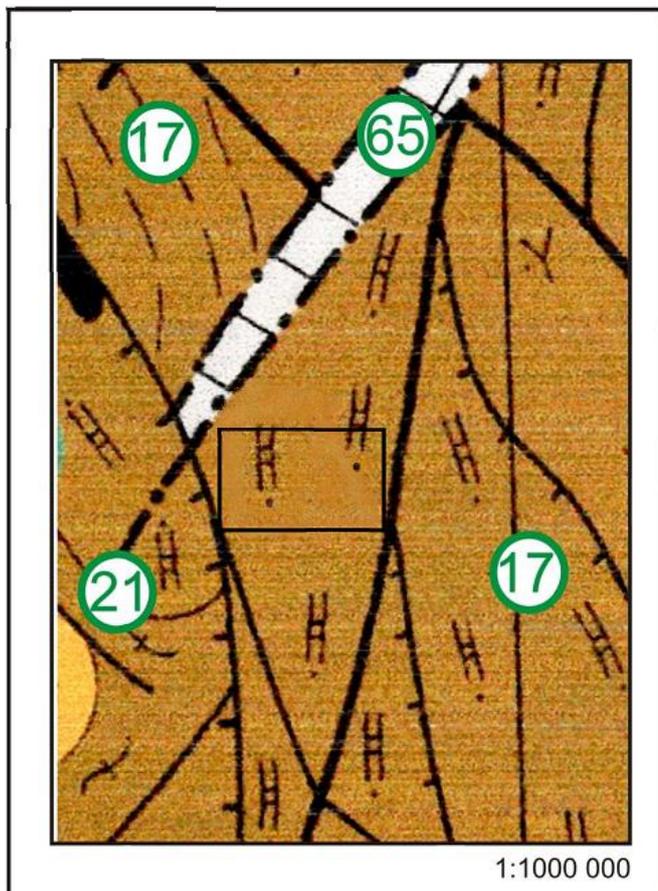


Рисунок 5 – Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты [33]

## 2.3 Нефтегазоносность

Район работ расположен на территории Казанского нефтегазоносного района, относящегося к землям второй категории перспектив нефтегазоносности.

Непосредственно на площади отчетных работ в пределах Болтного поднятия открыто нефтяное месторождение. Промышленная нефтегазоносность Казанского нефтегазоносного района связана в основном с терригенными отложениями сеномана, нижнего мела, юры и коры выветривания фундамента. Глубины залегания продуктивных отложений колеблются от 1200м до 3200м. Самым перспективным здесь является юрский нефтегазоносный комплекс, в котором обнаружены 84 месторождения, приуроченные к верхнеюрским пластам васюганской свиты и 16 месторождениям средненижнеюрских пластов тюменской свиты.

По результатам проведенных поисково-разведочных работ и испытаниям скважин установлена 31 продуктивность 5 пластов следующих отложений: васюганская свита (пласты Ю11, Ю12, Ю13-14); тюменская толща (пласты Ю3 и Ю4).

Пласт Ю12 надугольной пачки васюганской свиты является основным нефтегазоносным объектом в изучаемом районе.

Пласт Ю12. На месторождении пласт прослеживается в разрезе всех скважин и занимает значительную часть Казанской структуры. Разбуривание северной части месторождения позволило уточнить строение пласта Ю12. В разрезе пласта выделяется две пачки, которые существенно различаются по характеристикам ФЕС и гранулометрическому составу. Верхняя пачка – Ю12а – на основе проведенного фациального анализа в пределах рассматриваемой территории представлена морской группой, с развитием приливно-отливных песков и пляжей. Нижняя пачка – Ю12б – формировалась в условиях переходной зон от морских к континентальным условиям осадконакопления и

представлена фациями устьевых баров, акреационных комплексов русел, кос и береговых валов.

Залежь пласта Ю12 – пластово-сводовая, газовую шапку с двумя куполами – основной и северо-западный и имеет нефтяную оторочку. По результатам опробования скважин в пределах всего пробуренного фонда получен безводный приток нефти и газа. Абсолютные глубины залегания пласта меняются в диапазоне от 2289 до 2503м.

Газовая шапка основного купола имеет размеры 12км на 8км, высотой 54.2м, северо-западный купол размерностью – 2.5х2.5км с амплитудой 9м. Размерность нефтяной оторочки, принята 6км на 10.5 км, высотой – 48.6м. Водонефтяной контакт не обнаружен, однако скважина 16р вскрыла переходную зону, где можно определить «условный водонефтяной контакт» на отметке а.о.-2384.4м. Залежь распространяется за границы лицензионного участка №104. ГНК принят на отметке 2344м.

Общая толщина пласта варьирует в диапазоне от 6м до 13м. В пределах газовой шапки средняя эффективная толщина равна средней эффективной газонасыщенной толщине составляет 3.3 м (основной купол), 3 м (северо-32 западный купол). По нефтяной оторочке средняя эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина имеет значение 4.6 м.

Песчаная пачка Ю12а распространена локально и выклинивается в южном направлении, общая толщина изменяется от 0 м до 7 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная составляет в среднем 2,5 м. Пачка Ю12 б развита во всех скважинах с общей толщиной около 9 метров, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 м до 11 м.

Неоднородность пласта Ю12 зависит от условий осадконакопления и вторичных процессов преобразования протекающих в недрах. Породы пласта представлены песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов.

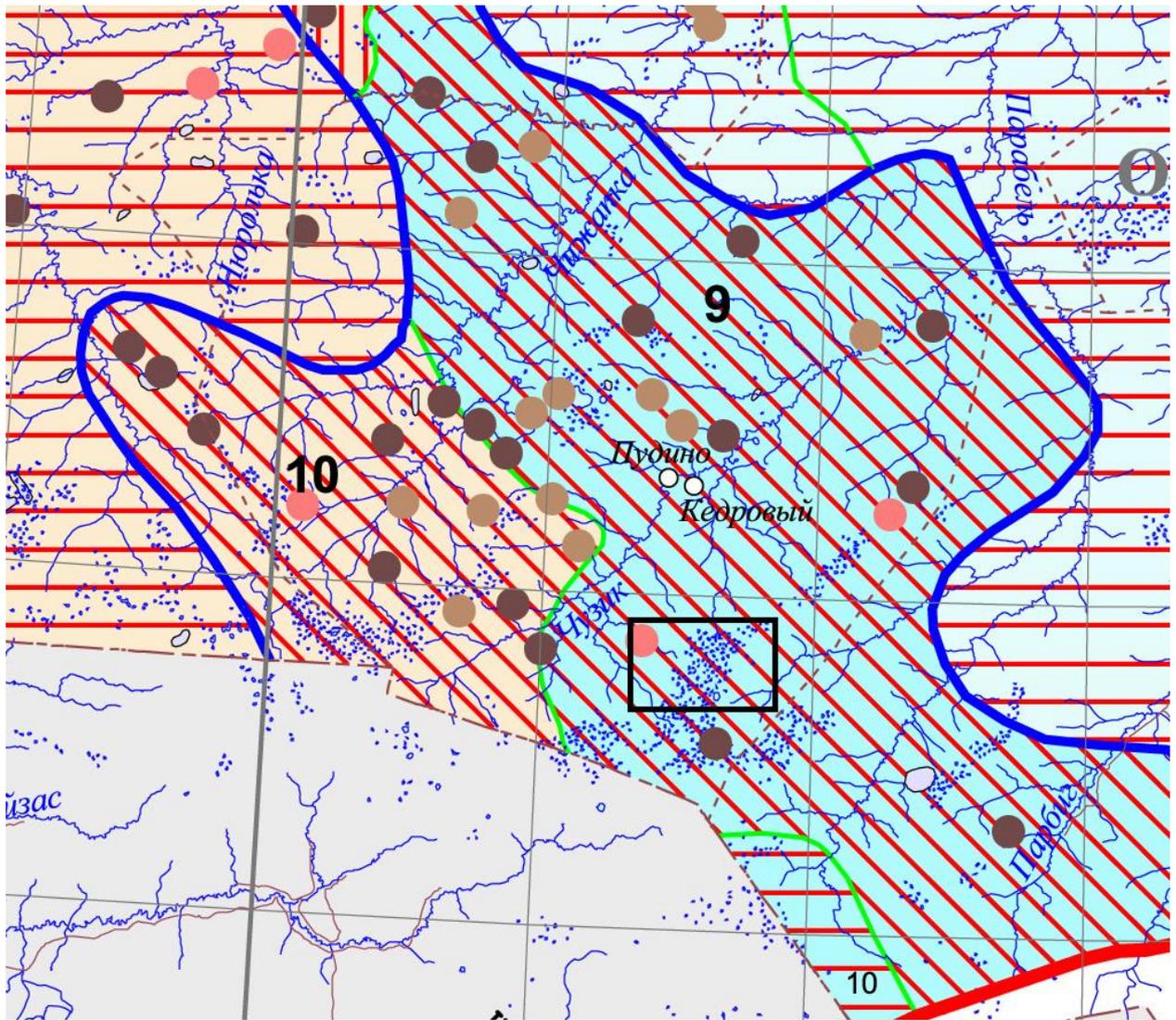


Рисунок 6 – Карта нефтегазаностности района [37]

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

По результатам исследования керна, а так же анализа данных ГИС, пласт Ю12 разделяется на две части Ю12 а и Ю12 б, с отличающимися фильтрационно-емкостными свойствами (приложение 3).

Пласт Ю12 в верхней части (Ю12 а) скважины в керне представлен щебенкой размером 3-5 см. Песчаники этой пачки представлены низкоглинистыми, хорошо сортированными мелкозернистыми разностями. Пласт Ю12, делится на две части. В основании пласта встречен прослой базального средне-крупнозернистого песчаника с гравийным материалом. В верхней части (0.9м), пласт сложен среднезернистыми низкоглинистыми (до 5%) песчаниками с высокими ФЕС. Ниже по разрезу пласта (Ю12б), до его подошвы, залегают мелкозернистые глинистые песчаники с пониженными ФЕС.

Нижняя часть Ю12 б сложена мелкозернистыми однородными песчаниками буровато-серого цвета с большой долей глинистого материала. Сортировка материала средняя. Песчано-алевритовые породы низа с пористостью 14-17 % обладают повышенной (по сравнению с пластом Ю11) глинистостью, более высокой остаточной водонасыщенностью. Структура порового пространства тонкопоровая неоднородная, исходя из данных ртутной порометрии, содержание тонких пор достигает 50-70 %, размеры фильтрующих поровых каналов составляют 5-3 мкм.

Пласт Ю12б вскрытый сложен мелкозернистыми глинистыми песчаниками, которые переслаиваются прослоями глинистых алевритов. Песчаники достаточно однородные, исходя из данных по минеральному составу и структурно-текстурным признакам, характеризуются низкими ФЕС.

Разнообразие структуры порового пространства обуславливает широкий диапазон изменения фильтрационно-емкостных характеристик.[34]

## **4 Основные вопросы проектирования**

### **4.1 Задачи геофизических исследований**

На запроектированном участке работ, перед ГИС стоят задачи:

- литологическое расчленение и корреляция разреза;
- выделение коллекторов;
- оценка характера насыщения пластов-коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств;
- определения положений контактов между пластовыми флюидами

(ГНК, ВНК, ГВК).

### **4.2. Выбор участка работ**

Район работ расположен на территории Казанского нефтегазоносного района, относящегося к землям второй категории перспектив нефтегазоносности.

В результате проведения сейсморазведочных работ в районе Олимпийского куполовидного поднятия были выявлены две структуры 3-го порядка: Олимпийская и Болтная. Позднее работами сейсморазведочных партий 1,3,6/88-89 площадь работ покрыта редкой каркасной сетью профилей МОГТ, а работами с/п 1,3/95-98 была детализирована северная часть Болтной структуры.

Буровыми работами площадь освещена сравнительно слабо (лист №1). В районе проектируемого участка работ пробурено всего 4 скважины: Р-1, Р-2, Р-3, Р-4, но несмотря на это были получены положительные результаты говорящие о перспективности исследуемого района на его дальнейшую разработку.

В скважине Р-1, пробуренной в своде центрального купола структуры, вскрыты продуктивные отложения васюганской (наунакской) свиты, пласты

Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>. Из интервала 2452-2460 м (пласт Ю<sup>2</sup><sub>1</sub>) получен фонтан нефти Q<sup>14</sup><sub>н</sub> – 255 м<sup>3</sup>/сут., газа Q<sup>19</sup><sub>г</sub> – 18 тыс. м<sup>3</sup>/сут., Г<sub>ф</sub> – 71.8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, Р<sub>пл</sub> – 237 атм.. ВНК залежи проводится условно на а.о. -2307.2 м по подошве продуктивного пласта.

Из интервала 2444-2447 м (пласта Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>) дебит нефти на штуцере 8 мм составил 74.5 м<sup>3</sup>/сут., газа – 7.5 тыс. м<sup>3</sup>/сут., Г<sub>ф</sub> – 100 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, Р<sub>пл</sub> – 250 атм.. Нефть на Болтном месторождении является очень легкой (плотностью при 20°C – 0.756 г/см<sup>3</sup>), маловязкой, малосмолистой, малопарафинистой и малосернистой.

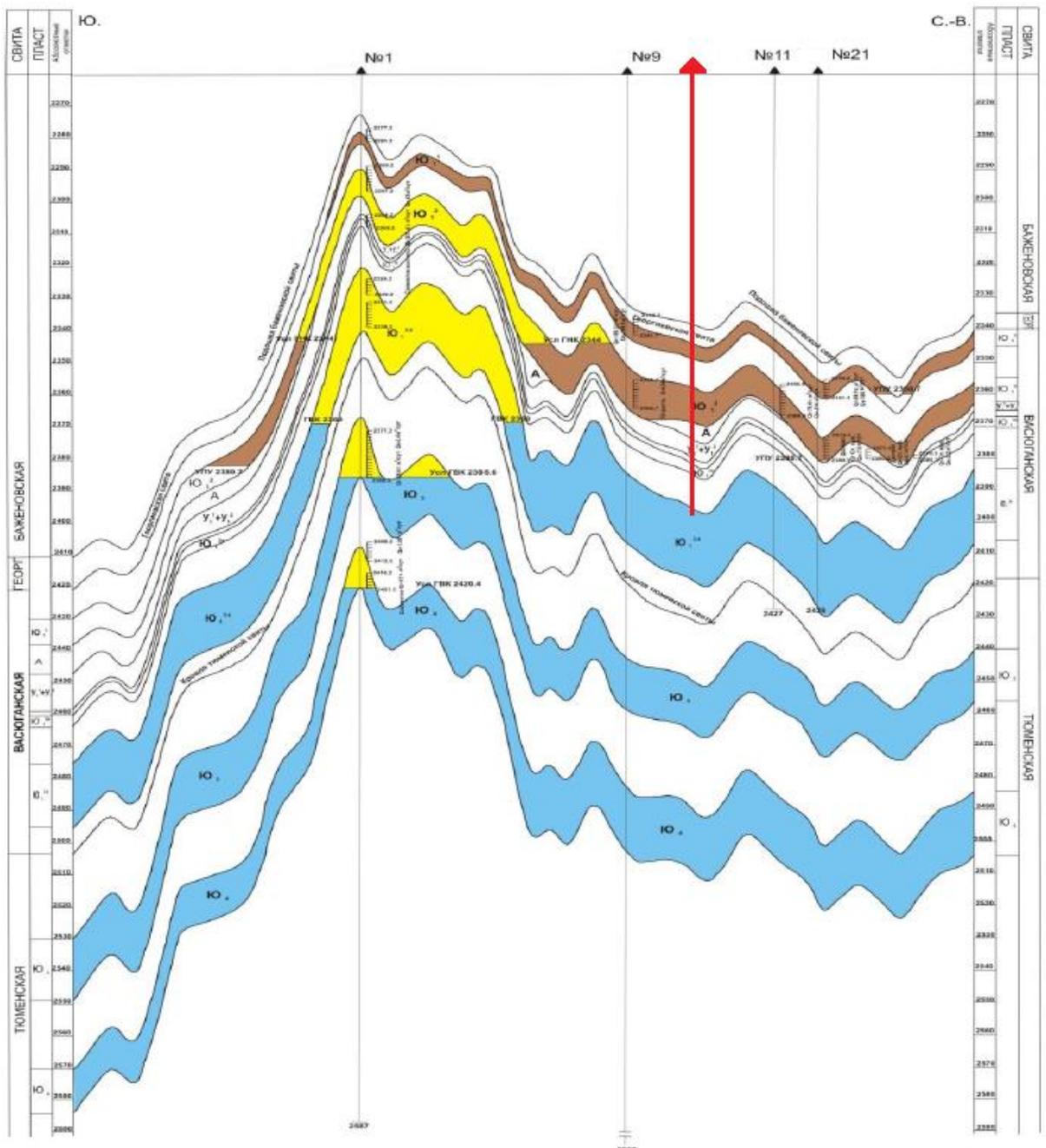


Рисунок 7- Геологический разрез по скважинам 1-9-11-21

В остальных трех скважинах только лишь обнаружены признаки углеводородов в пластах Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>.

Как видно из анализов результатов геофизических работ прошлых лет информативность по месторождению сравнительно слабая. С целью расширения информативности планируется бурение 5, 6, 7, 8 скважин. В связи с этим участок работ будет занимать: 5 скважина – юго-запад площади исследований; 6, 7, 8 – северо-восток площади.

#### **4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.**

##### **Выбор методов и обоснование геофизического комплекса**

Выбор оптимальных вариантов комплексирования геофизических методов исследования необсаженных скважин должен производиться с учетом необходимости решения следующих задач:

1. Литологическое расчленение разреза и выявление геофизических реперов.

2. Выделение коллекторов и определение их емкостных характеристик (пористость, глинистость, проницаемость).

3. Оценка характера насыщения коллекторов.

Для решения этих задач предусматривается использовать максимальное количество геофизических методов, однако наиболее информативными будут являться методы электрического каротажа. Как видно из анализа работ прошлых лет, при решении первой задачи хорошо себя зарекомендовали боковой каротаж (БК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), микрозондирование (МКЗ), индукционный каротаж (ИК), радиоактивный каротаж (ГК, НГК), кавернометрия, акустический каротаж (АК).

Вторая задача хорошо решается методом потенциалов собственной поляризации (ПС), кавернометрия, стандартный каротаж (КС).

Для решения 3-й задачи проектируется применение метода БКЗ, в комплексе с акустическим и нейтронным гамма-методом.

Методы выбраны согласно приказу Министерства нефтяной промышленности 341 от 6.06.84 г. согласно РД 39-4-1063-84 (руководящему документу по типовому и обязательному комплексам геофизических исследований поисковых и разведочных, а также эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ).

При решении любых задач в области ГИС, необходим контроль за техническим состоянием скважин. Для этого применяются кавернометрия, инклинометрия и резистивиметрия. Инклинометрия позволяет регистрировать изменение зенитного азимутального угла скважины, что необходимо при определении истинных мощностей пластов, а с помощью резистивиметрии производится контроль за удельным электрическим сопротивлением промывочной жидкости в стволе скважины, что необходимо при интерпретации данных БК, ИК, МК и ПС.

Таким образом, проектируемый комплекс методов ГИС на Болтном месторождении будет включать в себя следующие методы:

- КС зондом А2.0М0.5N
- ПС
- БК
- БКЗ
- ИК
- МК зондами А0.025М0.025N и А0.05М
- ГК
- НГК
- АК
- Кавернометрия
- Резистивиметрия
- Инклинометрия

Исходя из опыта ранее проведенных работ можно сделать вывод, что проектируемый комплекс методов вполне достаточен для решения задач, поставленных в геологическом задании.

## 5. Методические вопросы

### 5.1 Методика и техника геофизических исследований скважин

Геофизические исследования скважин на Болтном месторождении будут проводиться согласно " Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах " утвержденной Министерством геологии СССР 4 мая 1984 года. Охрана труда и техника безопасности будет осуществляться согласно " Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности " Москва 1993г., " Положением об организации работ и охране труда на геофизических предприятиях " Уфа 1992 год, " НРБ-76 " и "ОСП-72" Москва 1988 год.

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

Исходя из поставленных задач предусматривается проведение следующего комплекса работ: масштаб

1. Стандартный каротаж КС, ПС;
3. Боковой метод 1:200;
4. Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ) 1:200;
5. Индукционный метод 1:200;
6. БКЗ 1:200;
7. Радиоактивный ГК + НГК;
8. Акустический АК 1:200;
- 9 Резистивиметрия 1:200;
10. Кавернометрия 1:200;
11. Инклинометрия 1:200.

Для выполнения данного комплекса работ будет использоваться аппаратура серийного производства.

Стандартный каротаж планируется производить по всему стволу прибором Э-1 стандартными зондами А2М0.5N и N6М0.5А с записью

диаграммы ПС с масштабом записи кривых ПС -12.5 мВ/см и КС – 2.5 Омм/см. Скорость записи – 2500 м/час.

Боковой каротаж будет проводиться трехэлектродным зондом, прибором АБК-3. Регистрация кривых КС осуществляется в логарифмическом масштабе. Скорость записи 1800 м/час.

Микрокаротаж будет выполняться зондами МГЗ – А0.025М0.025N и МПЗ – А0.05М в масштабах глубин 1:200, записи 2.5 Омм/см. Скорость записи 1000м/ч.

Индукционный каротаж, будет осуществляется аппаратурой АИК с длиной зонда 1м, в интервале проведения БКЗ. Масштаб записи кривой ИК - 20 мСим/см. Скорость записи - 1800 м/час. Контрольная запись не менее 50 м в интервале продуктивного пласта.

БКЗ будет проводится в продуктивных интервалах комплексом подошвенных градиент-зондов А0.4М0.1N; А1.0М0.1N; А4.0М0.5N; А8.0М1.0N, кровельным (N0.5М2.0А) и подошвенным (А2М0.5М) градиент-зондами в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 2,5 Омм/см, скорость регистрации 2600 м/ч, с применением аппаратуры Э-1, АБКТ, КСП.

Для регистрации НГК и ГК в открытом стволе, будет применяется скважинный прибор РКС-3М. Аппаратура регистрирует одновременно кривую ГК и кривые НКТ большого и малого зондов. Каротаж в открытом стволе будет проводится при подъеме со скоростью записи при детальном исследовании в масштабе 1:200 – 160 м/час (в интервале исследования продуктивных пластов). Масштаб регистрации канала ГК - 1 мкР/час/см, для канала НКТ малым и большим зондами – 0.1 усл. ед/см. Контрольная запись не менее 50 м в продуктивной части разреза.

Акустический каротаж будет производится скважинным прибором СПАК-6, в масштабе глубин 1:200 и масштабе регистрации 40 мкс/м/см.

Кавернометрия будет выполняться по всему стволу в масштабе 1:200, аппаратурой КС-3 со скоростью регистрации 1700 м/ч.

Инклинометрия проводится гироскопическими инклинометрами ИОН-1 при подъеме через 10 м. с построением плана и профиля скважины.

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

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

**Подготовка скважины к геофизическим исследованиям.** К промыслово-геофизическим исследованиям скважину должен подготовить Заказчик.

Подготовленность (неподготовленность) скважины к геофизическим исследованиям оформляется непосредственно на скважине двусторонним актом, подписываемым ответственным представителем Заказчика и начальником партии. Начальник партии не имеет права приступить к работе при отсутствии вышеуказанного акта.

В случаях несоблюдения технических требований на подготовку скважины, геофизические работы в ней могут проводиться по согласованному решению руководства Заказчика и геофизического предприятия, и принимаются меры, обеспечивающие безопасность проведения работ.

В процессе подготовки и проведения геофизических работ на скважинах для УБР, обязательно присутствие ответственного представителя Заказчика, который по окончании работ подписывает акт-наряд о работах, выполненных на скважине.

К скважине, подготовленной к производству промыслово-геофизических работ, должны быть подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственное передвижение транспорта.

Перед скважиной, со стороны приемных мостков, на расстоянии не менее 30 м от устья должна быть оборудована площадка размером 10х10 м, пригодная для установки каротажной лаборатории, подъемника. Площадка для

установки подъемника должна обеспечивать постоянную видимость из кабины лебедчика подъемника, арматуры, а также мерного и верхнего роликов, лубрикатора и рабочей площадки.

При геофизических работах, выполняемых с бурового станка А-50 и т.д., ротор, полы буровой и приемных мостков, площадка вокруг устья скважины должны быть очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. Сходни приемных мостиков должны иметь ребристую поверхность и поперечные рейки, предотвращающие скольжение.

Наземное оборудование буровой должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всего комплекса геофизических работ.

Для обеспечения безопасности ведения промыслово-геофизических работ в скважинах, осваиваемых со станка, подвесной (верхний) ролик закрепляется к крюку талевого блока, нижний ролик к столу ротора. Все узлы крепления системы роликов должны выдерживать нагрузку не менее 15т. Геофизический кабель в этом случае проводится от геофизического подъемника под оттяжным роликом, через подвесной, в устье скважины.

Все посторонние предметы между скважиной и подъемником, затрудняющие свободное передвижение работников партии, должны быть убраны.

При наличии избыточного давления на устье скважина должна быть оборудована специальным лубрикатором, манометром, отводом с трехходовым краном или заменяющим его устройством. В акте на подготовку должен указываться номер акта на опрессовку лубрикатора, давление, на которое он испытан, и дата проведения испытания. Лубрикатор предоставляется Заказчиком и устанавливается на скважине.

Для проведения работ при минусовой температуре Заказчик обязан:

- на время работы в скважинах организовать обогрев устьевого оборудования;

- предоставить ППУ по окончании работ в скважине с целью очистки приборов и техники.

Для подключения геофизического электрооборудования (лаборатория, подъемник) у края площадки, предназначенной для установки лаборатории и подъемника, или не далее 40 м от нее, должен устанавливаться щит с рубильником и автоматическим отключающим устройством и унифицированной четырехполюсной розеткой на напряжение 380 В и трехполюсной на 220 В с заземляющими контактами.

Подключение к этой линии других потребителей электроэнергии во время производства геофизических работ запрещается. При работе на действующих скважинах ТПДН (НГДУ) такая розетка должна быть выведена на боковую сторону трансформаторной будки, с обеспечением защиты от осадков. Геофизические исследования в скважинах в ночное время суток должны проводиться согласно нормам освещенности при геофизических работах:

- Места выполнения работ скважинными приборами – 100лк;
- Места прохождения геофизического кабеля - 50лк;
- места переноски скважинных приборов, переходов и места прохождения силовых и соединительных проводов – 20лк.

**Проведение геофизических исследований в скважинах.** При подъезде к буровой (кусту скважин), но не ближе 200 м от нее, на выхлопные трубы двигателей внутреннего сгорания машинист подъемника (машинист) и моторист лаборатории (моторист) устанавливают искрогасители, заезжают и выгружают у скважины устьевое оборудование, инструмент, шланги и другое оборудование.

При работе для УБР, на скважине должна присутствовать бригада освоения УБР. Работники бригады могут привлекаться начальником партии, через ответственного представителя бригады освоения или УБР, для вспомогательных работ, связанных с разгрузкой и перемещением геофизического оборудования в пределах буровой, а также проведением

операций с устьевым оборудованием скважины. Перед началом работы все члены бригады должны быть проинструктированы начальником партии по правилам техники безопасности; отметка о проведении инструктажа заносится в «Журнал регистрации инструктажа персонала на рабочем месте» бригады (УБР).

Переносной контейнер с источником ИИ допускается переносить на штанге на расстояние не ближе 10м от каротажной станции и других мест нахождения персонала партии. Местонахождение контейнера с ИИИ обозначается знаком радиационной опасности на стойке высотой не менее 1.5 м, видимого с расстояния не менее 3-х метров, контейнер с ИИИ должен постоянно находиться в поле зрения персонала партии и быть закрыт на замок.

Машинист подъемника и моторист лаборатории размещают технику на подготовленной площадке. Машинист устанавливает у колеса подъемника специальные упоры на расстоянии около 15 – 20см.

При использовании передвижной электростанции, она устанавливается не ближе 40 м от устья скважины.

Размотка и прокладка кабеля осуществляется инженером-оператором совместно с мотористом и машинистом. Силовые кабели лаборатории и подъемника прокладываются на опорах, в подвешенном состоянии, не ниже 0.5м от земли. Опоры изготавливаются из металла любого сечения и профиля, должны иметь по два крючка для подвески кабеля.

В местах прокладки силовых кабельных линий устанавливается знак «СТОЙ! ОПАСНО ДЛЯ ЖИЗНИ!», выполненный в виде плаката размером 2807210 мм с красной каймой шириной 21 мм. Поперек надписи красная стрела.

Сельсиновый кабель и заземляющие провода прокладываются вместе на опорах, не ниже 0.5 м от земли. Провода и кабель, соединяющие лабораторию и подъемник, прокладываются в подвешенном состоянии путем перекидывания через кузов лаборатории и подъемника, проход между ними должен быть свободным. Если кабель и заземляющие провода прокладываются по

бурильным трубам или НКТ, то в местах перегиба кабеля, а также на горизонтальных участках подкладываются доски через 1.5 – 2м, исключая провисание кабеля между трубами.

При промыслово-геофизических работах подъемник, лаборатория и электростанция должны быть надежно заземлены проводами заземления сечением не менее 16 мм<sup>2</sup> при помощи струбцины. В качестве заземления используются видимые элементы металлоконструкции скважины, обозначенные символом «Заземление». Сопротивление заземления лаборатории и подъемника не должно превышать 4 Ом. Каждая панель, снабженная клеммой «Заземлить», должна быть в параллель соединена с общим заземлителем гибким проводом сечением не менее 10 мм<sup>2</sup>.

Подключение лаборатории и подъемника к сети производится после окончания прокладки проводов, кабелей и заземления электриком буровой бригады, под наблюдением начальника партии.

Моторист каротажной станции совместно с машинистом устанавливает на один из болтов фланца арматуры станину мерного ролика (длина болта должна быть достаточной для надежного крепления ушка станины двумя гайками; диаметр равный диаметру болтов крепления фланца арматуры).

С лебедки подъемника выматывается кабель необходимой длины; для исключения налипания на кабель песка и грязи под него через 1.5 – 2 м подкладывается подручный материал доски, бруски и т.д. Кабельный наконечник с сальником пропускается между щек мерного ролика и подается на верхнюю площадку.

Моторист каротажной станции, устанавливает и подключает сельсин-датчик, меткоуловитель, датчик натяжения; совместно с инженером-оператором проверяется работа сельсин-датчика, датчика натяжения.

Начальник партии (инженер-оператор) проверяет работу скважинного прибора в лаборатории и передает прибор мотористу.

Моторист совместно с машинистом соединяют прибор с кабельным наконечником, опускают в скважину, и следят, чтобы на кабеле не

образовались узлы и петли. После того, как вымотанный заранее кабель уйдет в скважину, машинист занимает место за лебедкой и, дав сигнал о начале спуска, включает лебедку. В первоначальный момент спуск проходит при включенном двигателе, на задней передаче, а затем под собственным весом кабеля и прибора. При спуске прибора машинист обязан следить за натяжением кабеля, не допуская перепусков. Для контроля за движением прибора и выбора оптимальной скорости спуска делаются контрольные остановки прибора.

Дополнительный контроль над движением прибора при первом спуске осуществляет начальник партии (инженер-оператор), следя за показаниями магнитного локатора муфт.

При приближении прибора к забою, скорость спуска снижается до 500 м/час. При спуске кабеля в скважину на барабане лебедки должно оставаться не менее половины последнего ряда витков кабеля.

Порядок и объем работ, необходимый для решения поставленных в заявке на производство геофизических исследований задач, определяются начальником партии, исходя из принятого комплекса, согласованного с интерпретационной службой.

Подъем прибора должен производиться плавно, без рывков.

Максимальная скорость подъема кабеля не должна превышать:

- При отрыве от забоя 200 м/час;
- При движении по стволу скважины 3000 м/час;

Скважинный прибор должен быть меньше внутреннего диаметра колонны не менее, чем на 10 мм.

Все работы с источниками на скважинах (установка источника в зондовые устройства скважинных приборов, извлечение их и др.) производятся с помощью дистанционных инструментов, в минимальные сроки, согласно установленной последовательности операций. Установка ИИИ в зондовое устройство и подсоединение его к скважинному прибору должны производиться только после предварительной очистки зондового устройства и

места его подсоединения к скважинному прибору от песка, глины и других загрязнений.

Для обеспечения безаварийной работы с источником скважина шаблонируется. В качестве шаблона может быть использован прибор, сходный по габаритам с прибором радиоактивного каротажа.

Если при проведении комплекса исследований (помимо приборов с источниками) наблюдаются затяжки, работы должны быть прекращены, о чем ставится в известность Заказчик, в акт-наряде указана конкретная причина невыполнения комплекса.

Заделка кабельных наконечников должна производиться только на верхнюю броню. Прочность крепления прибора к кабелю с помощью кабельных наконечников должна быть не более  $2/3$  разрывного усилия соответствующего типа кабеля.

В случае аварии или возникновении аварийной ситуации начальник партии обязан прекратить работы и сообщить о случившемся Заказчику и руководству геофизического управления. Дальнейшие работы должны вестись по согласованию сторон.

По окончании исследований начальник партии проверяет качество полученного материала, заполняет акт-наряды, которые подписываются ответственным представителем Заказчика.

**Заключительные работы на скважине.** Демонтаж устьевого оборудования, сборка и подготовка оборудования к транспортировке начинаются с отключения от электрической сети и осуществляются в последовательности, обратной описанной в главе 5.

Скважина, площадка и прилегающая к ней территория должны быть очищены и приведены в исходное состояние.

Перед выездом на базу ответственные лица проверяют надежность крепления оборудования, скважинкой и наземной аппаратуры, общую готовность к выезду.

**Заключительные работы на базе.** По приезду на базу начальник партии подает в ЦИТС (ПДС) сведения о выполненном объеме работ и о состоянии персонала, техники.

Аппаратура и приборы, подлежащие ремонту, профилактике и эталонировке, сдаются инженером-оператором и мотористом каротажной станции в аппаратный цех или метрологическую лабораторию соответственно.

Контейнеры с источниками сдаются в хранилище РВ инженеру РБ и ДК с соответствующими записями (дата сдачи, подпись сдавшего и подпись принявшего НИИ) в приходно-расходном журнале, а в ночное время ? персоналу службы ЦИТС (диспетчеру УГР) с соответствующими записями (дата сдачи, подпись принявшего ИИИ) в приходно-расходном журнале. Подлежат сдаче (или снимаются с подъемника) информационные таблицы СИО.

Начальник партии совместно с инженером-оператором оформляют СКВАЖИННЫЙ МАТЕРИАЛ, акт-наряды и вместе сдают в КИП.

Подписанный в КИПе и гл. инженером управления акт-наряд начальник партии передает в ЦИТС (диспетчерскую службу УГР).

**Аппаратура и условия записи.** Стандартный каротаж проводился во всех скважинах в масштабе глубин 1:200 с целью расчленения геологического разреза скважин и корреляции пластов. Исследования проводились градиент-зондом А2.0М0.5N с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (ПС). Масштаб записи кривой сопротивления (КС) – 2.5 Ом/см, кривой ПС – 12.5 мВ/см. Скорость регистрации исследуемых параметров 2500 м/час, применяемая аппаратура Э-1. Качество материала в основном удовлетворительное.

Измерение кажущегося удельного сопротивления методом **БКЗ** проводилось с целью выделения пород коллекторов; определения характера насыщения выделенных коллекторов; определения удельного сопротивления неизменной части пласта  $\rho_n$  и удельного сопротивления зоны проникновения

$\rho_{\text{эп}}$ . Исследования проведены во всех скважинах в продуктивных интервалах комплексом подошвенных градиент-зондов А0.4М0.1N; А1.0М0.1N; А4.0М0.5N; А8.0М1.0N, кровельным градиент-зондом N0.5M2.0A и кровельным потенциал-зондом N6.0M0.5A в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 2,5 Ом/см, скорость регистрации 2600 м/ч, применялась аппаратура Э-1, АБКТ, КСП. Качество материалов хорошее и удовлетворительное. При интерпретации кривых ПС в скважинах Болтного месторождения определен нижний предел величины  $a_{\text{пс}}$ , чтобы тот или иной песчано-глинистый пласт отнести к категории коллекторов или неколлекторов.

**Индукционный каротаж (ИК)** является основным методом при определении удельного сопротивления горных пород в области низких значений, кроме того, этот метод используется для определения характера насыщения пластов-коллекторов, положения водонефтяного и газожидкостного контактов. Выполнен в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи кривых 20 мСим/см, аппаратурой АИК со скоростью 1800 м/час. Основными видами погрешностей являлись смещение нуля и искажение масштаба записи. Исправление проводилось с привлечением данных БКЗ. В целом качество материалов хорошее и удовлетворительное.

**Боковой каротаж (БК)** проводился в интервалах БКЗ с целью выделения маломощных пластов коллекторов; уточнения эффективных мощностей в продуктивных частях разреза; определения удельного сопротивления в комплексе с БКЗ и ИК. Выполнен во всех скважинах. Замеры проводились в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 2,5 Ом/см. Применялась аппаратура Э-1, АБКТ; скорость регистрации 1800 м/ч. Погрешности связаны со смещением нуля записи и искажением масштабов данных. В целом качество материалов хорошее и удовлетворительное.

**Микрозондирование (МКЗ)** проведено во всех разведочных скважинах микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 2.5 Ом·м/см. Выполнялось

аппаратурой МДО-3, Э-2 скорость регистрации 1000 м/ч. Основной метод при решении задач расчленения и выделения коллекторов. Качество материалов удовлетворительное.

**Кавернометрия (КВ)** выполнялась по всему стволу скважины в масштабе глубин 1:200, в интервалах проведения БКЗ. Запись проводилась аппаратурой СКО, КС-3, со скоростью регистрации до 2000 м/час. Кавернометрия выполнена во всех разведочных скважинах.

**Радиоактивный каротаж (РК)** осуществлен методами гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК). Результаты НГК, в основном, использовались для определения характера насыщения коллекторов. Радиоактивный каротаж проводился по всему разрезу в масштабе 1:200 со скоростью записи 160 м/час. Применяемая аппаратура: СРК. Индикаторы ГК и НГК -сцинтилляторы, выполненные на базе NaI(TL), или газоразрядные счетчики типа СНМ-18. Постоянная времени интегрирующей ячейки выбиралась в зависимости от мощности источника излучения и поставленной задачи в диапазоне 1.5-3.0 сек. для записи в масштабе глубин 1:200. Материал хорошего и удовлетворительного качества.

**Акустический каротаж (АК)** выполнялся в интервалах БКЗ. В масштабе глубин 1:200.

Аппаратура СПАК-6, масштаб Dt – 20; 50 мкс/м/см. Материал, в основном, удовлетворительного качества.

**Микробоковой каротаж (МБК)** проводился с целью точного определения границ пластов, оценки их мощностей, выделения пластов-коллекторов и плотных прослоев в проницаемых пластах, а так же с целью количественного определения сопротивления пород, примыкающих к стенке скважины. Аппаратурой МБК. В масштабе глубин 1:200, записи 2.5 Ом·м/см, скоростью записи 1700 м/ч.

Широкое применение для решения задач литологического расчленения, определения глинистости, пористости, проницаемости, оценки характера насыщения пластов нашел метод ПС (самопроизвольной поляризации). Как

правило терригенные породы с глинистым цементом являются коллекторами, если снимаемая против них величина отрицательной амплитуды ПС (при  $\rho_f > \rho_v$ ), превышает некоторое критическое значение определяющее границу коллектор - не коллектор. Сопоставление  $\alpha_{пс} = f(\eta)$  -удельного коэффициента продуктивности по скважинам в которых были проведены гидродинамические исследования, а также, используя накопленный опыт по другим месторождениям (для однотипных коллекторов), за предел коллектора можно принять величину  $\alpha_{пс} = 0.4$ , т.е. все выделенные по разрезу проницаемые интервалы с  $\alpha_{пс} > 0.4$  являются коллекторами.

В общем случае пески, песчаники, алевролиты и алевриты легко отличаются по кривой ПС от глин.

Если минерализация пластовых вод превышает минерализацию фильтрата промывочной жидкости ( $\rho_f > \rho_v$ ) и пластовое давление ниже гидростатического ( $P_{пл} < P_r$ ), породы с низкой диффузионно-адсорбционной активностью (чистые и слабоглинистые песчаники) отмечаются на кривых ПС глубокими отрицательными аномалиями  $U_{пс}$ , породы с высокой активностью (глины и сильноглинистые породы) - положительными аномалиями  $U_{пс}$  (приложение 3).

Если минерализация пластовых вод меньше минерализации фильтрата промывочной жидкости ( $\rho_f < \rho_v$ ) и пластовое давление на уровне пласта превышает гидростатическое ( $P_{пл} > P_r$ ), то знак аномалии  $U_{пс}$  с изменится на обратный.

При интерпретации кривых ПС в скважинах Болтного месторождения определен нижний предел величины  $\alpha_{пс}$ , чтобы тот или иной песчано-глинистый пласт отнести к категории коллекторов или неколлекторов.

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

Хорошие результаты получают при исследовании ИК пород низкого и среднего сопротивления, при наличии повышенного проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

По диаграммам ИК более точно определяется положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления.

Кривая кажущейся удельной проводимости при ИК (лист №2) регистрируется в линейном масштабе. Она соответствует перевернутой кривой кажущегося сопротивления в, практически, гиперболическом масштабе. В связи с этим в области низкого удельного сопротивления кривая оказывается растянутой, а в области высоких сопротивлений - сжатой, по сравнению с кривыми сопротивлений, записанными в обычном масштабе. Благодаря этому усиливается дифференциация кривой ИК против пород, имеющих низкое  $\rho_{п}$ , и происходит сглаживание ее против пород с высоким удельным сопротивлением. На кривой ИК более наглядно, чем на кривых сопротивлений, выделяется область переходной зоны.

По одной кривой ИК удельное сопротивление пласта можно определить только при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт или при неглубоком его проникновении. Поэтому индукционный каротаж применяют в комплексе с другими методами сопротивлений.

На Болтной площади высокой гамма-активностью обладают чистые глины. Менее радиоактивны песчаные глины, за ними идут глинистые пески и карбонатные породы. Аномально низкие значения ГК характерны для пластов углей и известняков.

Показания ГК являются функцией не только радиоактивности пород, но и их плотности. При одинаковой гамма-активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения ими  $\gamma$ -лучей.

Интерпретация диаграмм ГК выполнялась в комплексе с электрическими методами каротажа и начинается с расчленения разреза и

выделения пород различной радиоактивности. Поскольку величина радиоактивности пород осадочного комплекса хорошо коррелируются с их глинистостью, то в песчано-глинистом разрезе по диаграммам ГК можно выделять пласты с различным содержанием глинистого материала.

Границы пласта повышенной радиоактивности определяются с достаточной точностью по точкам, соответствующим началу подъема кривой ГК в подошве пласта и началу ее спада в кровле.

На диаграммах НГК водородосодержащие пласты с большой пористостью выделяются низкими значениями, малопористые - более высокими значениями. На показания НКТ значительное влияние оказывают элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому НГК весьма чувствителен к содержанию хлора.

В отложениях юрской системы дифференциация пород по нейтронным свойствам возрастает из-за большей минерализации пластовых вод, что существенно повышает возможности нейтронного каротажа по литологическому расчленению этой части разреза.

По данным нейтронного метода возможно выделение пластичных глин - покрышек и определение структуры глинистых пластов, а также выделение плотных прослоев и зон углефикации и битуминизации. Данные нейтронного каротажа, в совокупности с другими методами, также информативны при разделении водо- и нефтенасыщенных пластов, но только при высокой минерализации пластовых вод, и дают основную информацию при изучении газонасыщенных интервалов, где показания НГК резко увеличиваются.

Признаками коллекторов при анализе каротажных диаграмм и геофизического материала, полученного по результатам выполненных работ прошлых лет были: для метода потенциала собственной поляризации минимальные значения амплитуд ПС, расхождения в показаниях микрозондов, уменьшение диаметра скважины и расхождения в диаграммах радиоактивных методов (лист №2, интервалы 2452-2460 и 2444-2447 м.).

Уверенно на диаграммах выделяются угольные пласты по данным кавернометрии, и аномально низким значениям радиоактивного каротажа, (интервал 2463-2467 м.) Песчаники хорошо видны по пониженным значениям амплитуд ПС и гамма методов, понижением диаметра скважины, а глины - по повышенным значениям амплитуд ПС и гамма метода, по наличию каверн (интервалы 2390-2430, 2474-2476 м.). Промежуточные разности пород характеризуются промежуточными значениями указанных параметров.

Характер насыщения хорошо определяется по большому расхождению между показаниями малых зондов, по повышенным значениям удельного сопротивления (более 8 Омм).

Таким образом, как показывает анализ ранее проведенных работ, комплекс исследований, в который включены методы стандартного электрического каротажа, бокового, индукционного и микрокаротажа, в комплексе с радиоактивными методами, является оптимальным для решения задач, связанных с литологическим расчленением разреза, выделением пластов-коллекторов, определения характера насыщения.

Согласно проведенного комплекса ГИС пласт: Ю<sup>2</sup> интервале 2452-2460; пласт Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> выделяется в интервале 2444-2447.

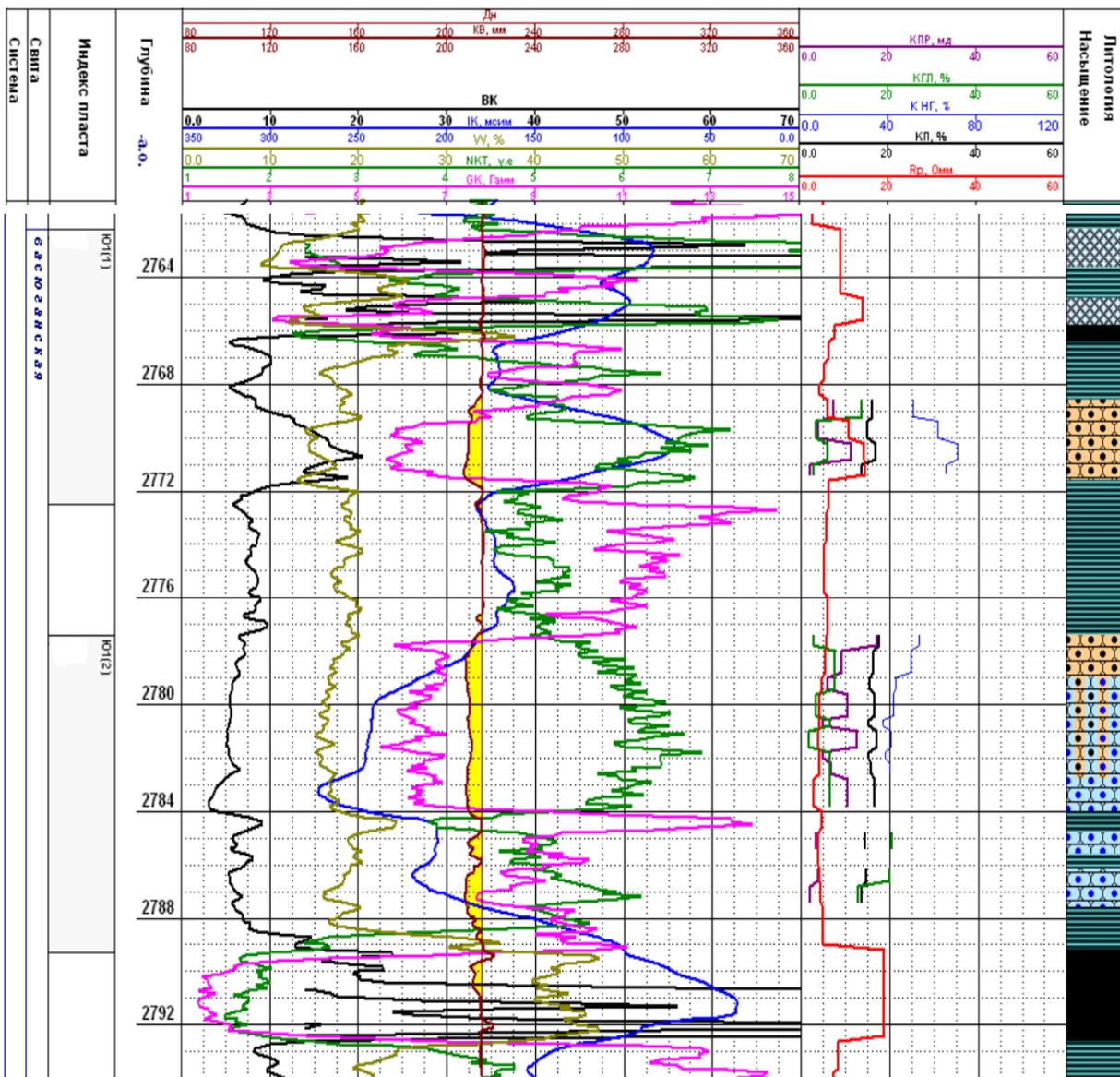


Рисунок 8 – Планшет окончательного каротажа

## 5.2 Метрологическое обеспечение проектируемых работ

Метрологическая служба геофизического предприятия ОАО «Томскнефтегазгеология» осуществляет контроль нормированной точности только скважинкой геофизической аппаратуры, поскольку точность большинства применяемых МВИ не нормирована.

Целью любого измерения является определение истинных значений постоянной или изменяющейся измеряемой величины — количественной

оценки величины в виде некоторого числа принятых для нее единиц. Результат измерения записывается в виде уравнения:

$$V=b[V], \quad (1)$$

где  $V$  — измеряемая величина;  $b$  — числовое значение;  $[V]$  — единица физической величины. Это уравнение называют основным уравнением измерения.

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

Основные технологические процедуры метрологического обеспечения ГИС. Градуировка. Поверка. Калибровка.

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

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

### **Градуировка**

Измерительному прибору или преобразователю соответствует определенная функциональная зависимость между входной величиной и

выходной величиной:  $y=f_k(x)$ , которая называется истинной функцией преобразования.

Определяя экспериментально зависимость между величинами на входе и выходе изучаемого средства измерений, получают зависимость: которая называется градуировочной характеристикой средства измерений. Процедура определения градуировочной характеристики называется градуировкой средства измерения.

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

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

### **Поверка**

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

Различают первичную, периодическую и внеочередную поверки средств измерений.

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

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

Периодическая поверка проводится при эксплуатации и хранении средств измерений через определенные межповерочные интервалы, установленные при государственных испытаниях СИ или при их метрологической аттестации. При эксплуатации СИ межповерочные интервалы могут быть скорректированы.

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

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

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

### **Калибровка**

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

Необходимость калибровки измерительного канала ГИС вызвана технологическими особенностями его функционирования, важнейшие из которых — необходимость транспортировки информационно-измерительной системы на скважину в разобранном виде с последующей сборкой и настройкой перед проведением измерений, сложность структуры измерительного канала, состоящего из ряда самостоятельных структурных элементов (скважинный прибор, кабель, наземная панель, регистратор), имеющих собственные

нормируемые метрологические характеристики и, как правило, поверяемых независимо друг от друга.

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

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

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

Вторым этапом калибровки является проведение измерений меры, воспроизводимой калибратором на скважине, непосредственно перед проведением ГИС. Результаты измерений при этом должны воспроизводить значение меры с погрешностью, не более суммы основной и дополнительной погрешности, вызванной отличием условий калибровки на скважине от нормальных.

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

### **Контроль точности измерений**

Результаты ГИС требуют тщательного контроля, целью которого является выявление ошибочных и не удовлетворяющих техническим условиям материалов.

По первичному материалу необходимо проверить следующее:

оформление заголовков;

разметку глубин, в частности, отбивку меток на диаграмме, соответствие расстояния между ними требуемому значению, правильность расчета цены первой метки для каждого вида каротажа, совпадение глубин башмака обсадной колонны и забоя определенных по диаграммам – с данными бурения;

градуировочные записи: установку силы тока, компенсацию положения нулевой линии, установки масштабов записи и переносов кривой;

проведение измерений сопротивлений изоляции, жил кабеля, зонда, измерительных и силовых цепей лаборатории и скважинных приборов;

режим работы аппаратуры: скорость записи, правильность выбора пределов измерений, при радиоактивном каротаже: правильность выбора постоянной времени интегрирующей ячейки; соответствия режима работы условиям измерений;

отсутствие помех и искажений в результатах измерений;

соответствие между собой результатов повторных измерений, данных каротажа, полученных в различное время, а также соответствие диаграмм разных видов каротажа известным геофизическим характеристикам пластов.

На основании такого сопоставления можно оценивать возможную погрешность результатов измерений. При одинаковых условиях исследований абсолютную погрешность принимают равной половине величины расхождения между первым и вторым замерами. Относительную погрешность получают из отношения абсолютной погрешности к средней величине измеряемого параметра по двум замерам. Погрешность регистрации кривых и отклонение градуировочных записей от номинальных значений должны находиться в

пределах, указанных в инструкции для каждого метода.

**Погрешность измерений ПС** не должна превышать 5 % от регистрируемой амплитуды. Искажения кривой ПС из-за намагниченности лебедки, гальванокоррозии, блуждающих токов, перематывания кабеля не должны выходить за предел этой погрешности.

Сползание “линии глин” на кривой ПС, вызванное поляризацией электродов, не должно превышать 10 мВ на 100 м.

#### **Погрешность измерений БК:**

- допустимые отклонения показаний БК от теоретических – 20%;
- допустимая погрешность по контрольной записи – 10%;
- нестабильность стандарт- сигнала в начале и конце записи – 3%.

#### **Погрешность измерений КВ**

Погрешность измерений при определении диаметра скважин не должна превышать 1,0 см.

На коллекторах обычно наблюдается уменьшение диаметра из-за глинистой корки примерно на 1-2 см.

На плотных глинах регистрируемый диаметр скважины равен диаметру долота.

Кривые отклонения рычагов каверномера (радиусы) могут иметь синусоидальную форму, обусловленную вращением прибора в скважине. При этом кривые профилей должны регистрировать реальный диаметр скважины.

#### **Погрешность измерений ИК**

Допустимая погрешность измерений проводимости – 10% от измеряемой величины.

Различие измерения “нуля в воздухе” до и после каротажа – не более 3 %.

Кажущиеся удельные сопротивления плотных глин, полученные по активной и реактивной составляющим индукционного каротажа не должны различаться более чем на 10 %.

Кажущееся сопротивление плотных глин по данным индукционного каротажа должно быть примерно равно показаниям зонда А8,0М1,0N БКЗ.

Для пересчета проводимости, полученной по данным индукционного каротажа в сопротивление необходимо пользоваться палетками (либо формулами пересчета) составленными для конкретной аппаратуры.

### **Погрешность измерений НГК**

Качество материала НГК оценивается по следующим параметрам:

– допустимая погрешность измерения скорости счета по результатам основной и контрольной записи не должна превышать 3%;

– в случае проведения калибровки СРК на ПКУ, значения относительной погрешности измерения водородосодержания ПКУ до и после замера должны удовлетворять неравенству:

$$\delta K_{п} \leq 4,2 + 2,3 \times \left( \frac{40}{K_{п}} - 1 \right), \quad (2)$$

где  $\delta K_{п}$  – относительная погрешность измерения водородосодержания,%;  
 $K_{п}$  – водородосодержание,%.

**Качество материала ГК** оценивается по следующим параметрам:

– предельное расхождение от рабочего эталона (в сравнении с днем градуировки) не должно превышать 10 %;

– погрешность измерений по результатам основной и контрольной записи не должна превышать 20 % при радиоактивности пород до 10 мкР/ч, 15 % – при радиоактивности от 10 до 20 мкР/ч и 10 % – при более высоких значениях радиоактивности.

**Качество материала АК** оценивается по следующим параметрам:

В незацементированной колонне отношение амплитуд А1/А2 должно находиться в пределах 1-1,1. Отклонение от этого соотношения свидетельствует о неидентичности одноименных элементов зонда.

Интервальное время в свободной незацементированной колонне должно составлять 183 – 5 мкс/м.

Погрешность измерений оценивают по результатам повторных замеров.

Проконтролировать изменение можно по палетке (см.рис. 9)

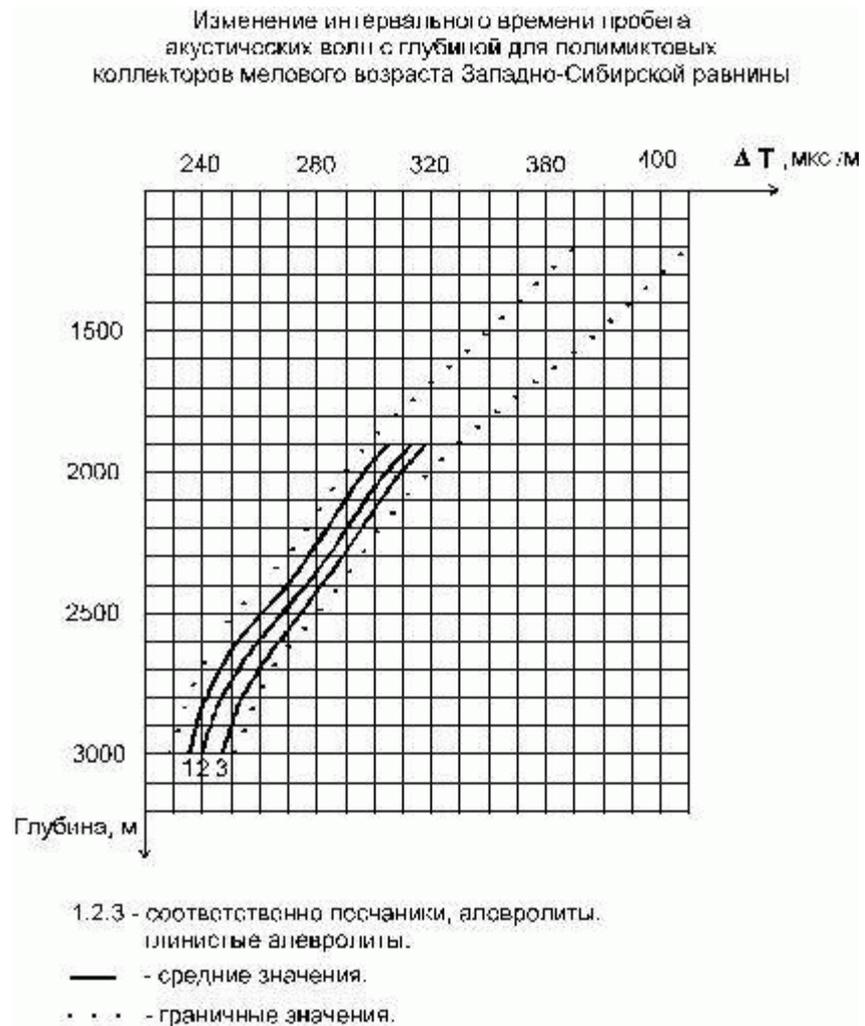


Рисунок 9 – Зависимости  $\Delta T = f(H)$  для меловых коллекторов Западной Сибири

### 5.3. Геологическая интерпретация геофизических данных

Наиболее важными параметрами характеризующими нефтегазовое месторождение являются физические свойства пород  $K_p$ ,  $K_{p.o}$ ,  $K_{p.эф}$ ,  $K_{пр}$ ,  $K_{гл}$ ,  $K_{нг}$ .

Все горные породы, слагающие земную кору содержат полости (поры), которые в естественных условиях, заполнены пластовой водой, различного рода газами, нефтью или смесью этих флюидов.

Количественный объем всех видов пор и полостей в горных породах принято оценивать коэффициентом пористости ( $K_p$ ).

$$K_{\Pi} = V_{\Pi}/V, \quad (3)$$

где  $V_{\Pi}$  – объем полостей, заключенных в породе;

$V$  – объем породы.

Важное значение, при изучении физических свойств породы, имеет вид полостей. В этом случае коэффициент общей пористости равен:

$$K_{\Pi} = (V_{\Pi.мз} + V_{Т} + V_{кав})/V = K_{\Pi.мз} + K_{Т} + K_{кав}, \quad (4)$$

где  $V_{\Pi.мз}$ ,  $V_{Т}$ ,  $V_{кав}$  – объемы пор межзерновых, трещин, каверн соответственно;

$K_{\Pi.мз}$ ,  $K_{Т}$ ,  $K_{кав}$  – их коэффициенты.

Коэффициент общей пористости используют для построения петрофизических зависимостей. Он оценивает объем всех полостей, как сообщающихся между собой (открытых), так и не сообщающихся (закрытых).

$$K_{\Pi} = (V - V_{ТВ})/V = 1 - \delta_{пс}/\delta_{ТВ}, \quad (5)$$

где  $V$  – объем сухой породы,

$V_{ТВ}$  – объем твердой фазы в породе,

$\delta_{пс}$ ,  $\delta_{ТВ}$  – плотности сухой ненарушенной породы и твердой фазы соответственно.

Коэффициентом открытой пористости ( $K_{\Pi.о}$ ) оценивается объем пор сообщающихся между собой и с окружающей средой. Открытую пористость определяют путем взвешивания сухих и насыщенных керосином образцов пород.

$$K_{\Pi.о} = V_{п.о}/V, \quad (6)$$

Где  $V_{п.о}$  – объем пор заполненных керосином.

Кроме того, существуют коэффициенты эффективной и динамической пористости.

Коэффициент эффективной пористости ( $K_{\Pi.эф}$ ) характеризует полезную емкость породы для углеводородов нефти и газа и представляет собой объем открытых пор за исключением объема, заполненного физически связанной и капиллярно-удержанной пластовой водой.

$$K_{\Pi.эф} = (V_{\Pi.о} - V_{в.св})/V = K_{\Pi.о}(1 - K_{в.св}), \quad (7)$$

Где  $K_{в.ев}$  – коэффициент водонасыщения, определяющий содержание связанной воды в единице объема пор,

$V_{в.св}$  – объем связанной воды.

Достоверность величины  $K_{п.эф}$  будет зависеть от точности определения количества связанной воды в породе.

Коэффициент динамической пористости ( $K_{п.д.}$ ) показывает в какой части объема породы при заданном градиенте давления может наблюдаться движение жидкости или газа. Этот объем определяют на содержащем остаточную воду и насыщенном керосине образце как разницу между объемом эффективных пор.

$(V_{п.о} - V_{в.св})$  и объемом пор  $V_{н.о}$ .

$K_{п.д.} = (V_{п.о} - V_{в.св} - V_{н.о}) / V = (V_{п.эф} - V_{н.о}) / V = K_{п.о} (1 - K_{в.о} - K_{н.о})$ ,

Другим важным оценочным параметром является коэффициент проницаемости ( $K_{пр}$ ).

Проницаемость - это свойство горных пород фильтровать через себя флюиды жидкости или газа под воздействием градиента давления. Лучшую проницаемость имеют грубообломочные породы (пески, песчаники, алевролиты). Тонкодисперсные породы (глины, аргиллиты) имеют весьма тонкие капилляры, поэтому практически не проницаемы. Такие породы часто служат экранами нефти и газа.

Для определения проницаемости горных пород обычно пользуются законом фильтрации Дарси: линейная скорость фильтрации жидкости в породе пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости. Коэффициент пропорциональности  $K_{пр}$  в этом уравнении называют коэффициентом проницаемости породы:

$$v = Q/F = K_{пр}(1/\mu)(\Delta p_{пл}/\Delta L), \quad (8)$$

где  $v$  – линейная скорость фильтрации;

$Q$  – объемный расход жидкости;  $F$  - площадь фильтрации;

$\mu$  – динамическая вязкость жидкости;

$\Delta p_{пл}$  – перепад давления;

$\Delta L$  – длина фильтрующей пористой среды;

$K_{пр} = (Q\mu\Delta L)/(F\Delta p_{пл})$ ;

$[K_{пр}] = \text{м}^3$ .

Таким образом, за единицу проницаемости в  $1 \text{ м}^2$  принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $F = 1 \text{ м}^2$ ,  $\Delta L = 1 \text{ м}$  и при перепаде давления  $\Delta p_{пл} = 1 \text{ Па}$  расход жидкости вязкостью  $\mu = 1 \text{ Па с}$  составит  $Q = 1 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Под абсолютной (или физической) проницаемостью понимают проницаемость пористой среды, которая определена при фильтрации естественной фазы, физически и химически инертной к породе.

Обычно такой фазой являются газообразные азот или воздух. Абсолютная проницаемость – это свойство породы и она практически не зависит от свойств флюида. Определение ее производится на отмытых и экстрагированных от углеводородов сухих образцах и зависит она от среднего давления  $\Delta p_{пл}$ .

Кроме коэффициентов пористости и проницаемости для построения петрофизических зависимостей используют коэффициент глинистости.

Глинистость – это такое свойство осадочных горных пород, которое характеризуется содержанием в минеральном скелете породы частиц с эффективным диаметром менее  $10 \text{ мкм}$ . Глинистость обычно устанавливается по данным гранулометрического состава и рассчитывается по формуле:

$$C_{гл} = m/m_{тв}, \quad (9)$$

Где  $C_{гл}$  – массовая глинистость в долях единицы;

$m_{тв}$  – масса сухой навески анализируемого порошка - твердой фазы минерального скелета породы;

$m$  – масса фракции с  $d_{эф} < 10 \text{ мкм}$ .

В петрофизической и геофизической практике используют параметры глинистости, производные от массовой глинистости – объемную ( $K_{гл}$ ) и

относительную ( $\eta_{\text{гл}}$ ) глинистость.

При равенстве плотности скелетных зерен породы и глинистой фракции ( $\delta_{\text{ск}} = \delta_{\text{гл}}$ ) коэффициент объемной глинистости:

$$K_{\text{гл}} = C_{\text{гл}}(1 - K_{\text{п}}), \quad (10)$$

Где  $K_{\text{п}}$  – коэффициент общей пористости.

если  $\delta_{\text{ск}}$  не равно  $\delta_{\text{гл}}$ ,

$$K_{\text{гл}} = C_{\text{гл}}(\delta_{\text{ск}}/\delta_{\text{гл}})(1 - K_{\text{п}}) \quad (11)$$

Параметр  $K_{\text{гл}}$  характеризует долю объема породы, занимаемую глинистым материалом; его удобнее использовать при построении различных моделей породы для сопоставления с геофизическими параметрами породы.

Коэффициент относительной глинистости  $\eta_{\text{гл}}$ , характеризует степень заполнения глинистым материалом пространства между скелетными зёрнами:

$$\eta_{\text{гл}} = K_{\text{гл}}/(K_{\text{гл}}+K_{\text{п}}), \quad (12)$$

В породе-коллекторе глинистый материал присутствует в виде агрегатов – скоплений глинистого цемента, занимающей обособленные объемы с присущей им внутренней пористостью  $K_{\text{п.гл}}$ . Объемное содержание в породе таких агрегатов характеризуется коэффициентом агрегатной глинистости:

$$K_{\text{гл.агр}} = K_{\text{гл}}/(1 - K_{\text{п.гл}}), \quad (12)$$

Присутствие в породе глинистых минералов имеет большой интерес для петрофизики глинистых коллекторов по следующим причинам:

Глинистость существенно влияет на пористость и проницаемость. С ростом глинистости фильтрационно-емкостные свойства коллектора ухудшаются.

Образование пленок адсорбированной воды с аномальными физическими свойствами, ведет к возникновению аномальных физических и физико-химических свойств глинистых пород, которые необходимо учитывать при анализе материалов ГИС.

Содержание и минеральный состав глинистого материала главные факторы, определяющие способность породы играть роль литологического экрана нефтяной или газовой залежи.

Коэффициенты нефтенасыщения  $k_n$  и газонасыщения  $k_g$  пород определяются методом сопротивлений по параметру  $P_n(P_g) = \rho_{нп}/\rho_{вп}$  – Разрабатываются способы определения  $k_n$  и  $k_g$  нейтронными методами.

### **Выделение коллекторов**

Основной предпосылкой для выделения коллекторов по геофизическим данным является их отличие от вмещающих пород - неколлекторов по физическим свойствам (пористости, глинистости, проницаемости).

Признаки коллектора делятся на прямые (качественные) и косвенные (количественные). Качественные признаки, используемые для выделения коллекторов, основаны на более высокой проницаемости коллектора по сравнению с вмещающими породами и на проникновении в коллектор фильтрата бурового раствора.

Выделение пород-коллекторов будет производиться по комплексу качественных признаков диаграмм промыслово-геофизических исследований:

- отрицательная аномалия кривой ПС;
- сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным, фиксируемое на кавернограммах (наличие глинистой корки);
- наличие положительных приращений на диаграммах микрозондов;
- наличие проникновения промывочной жидкости в пласт по данным БКЗ;
- низкая естественная радиоактивность на ГК.

При выделении эффективных мощностей исключались все прослои, которые охарактеризованы как уплотненные или глинистые, по одному из геофизических методов.

При выделении коллекторов по количественным признакам используются количественные критерии различных параметров, соответствующих границе коллектор-неколлектор. Обычно используют следующие геофизические параметры:

1. коэффициент проницаемости и соответствующие ему для данного типа коллектора коэффициент пористости, глинистости, карбонатности;

2. коэффициенты фазовой проницаемости по нефти, газу и воде;

3. геофизические параметры: относительная амплитуда ПС, удельное электрическое сопротивление, двойной разностный параметр ГК, параметр насыщения работающих и неработающих толщин.

Выделение в разрезе коллекторов и оценка характера их насыщения нефтью, газом или водой являются одной из важнейших задач каротажа нефтяных и газовых скважин. К числу коллекторов относится любая пористая, трещиноватая и проницаемая порода, обладающая способностью вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке.

Достоверность выделения коллекторов зависит от степени изученности геологического разреза, уровня теоретической разработки метода и геолого-геофизических условий района.

### **Определение пористости**

При определении максимальной амплитуды ПС в разрезе скважины выбирался однородный водоносный пласт с минимальной глинистостью и максимальным значением

ПС. Градиент изменения ПС с глубиной равен 3мВ на 100м, что определено на ряде месторождений Томской области, следовательно, максимальная амплитуда ( $E_{пс}^{макс}$ ) в изучаемом пласте равна:

$$E_{пс}^{макс} = E_{опорн.} + 0.03 \cdot (H_{пл} - H_{опорн.})/100, \quad (13)$$

Где  $H_{пл}$ ,  $H_{опорн.}$  – глубины изучаемого пласта и опорного пластов соответственно, а  $E_{опорн.}$  – значение ПС в опорном пласте.

Величина относительной амплитуды ПС определялась по формуле:

$$A_{пс} = U_{пс}/E_{пс}^{макс} \quad (14)$$

В некоторых случаях для уточнения относительной амплитуды ПС использовалась формула:

$A_{пс} = (U_{гл} - U_{пс})/Est$ , где  $Est = (69.6 \cdot ((T + 273.0)/293.0) \cdot \lg(p_{ф}/p_{в})$ ,  
Здесь –  $U_{гл}$  и  $U_{пс}$  – значение линии глины и кривой ПС против изучаемого пласта, соответственно,  $T$  – температура в изучаемом пласте,  $p_{ф}$  и  $p_{в}$  – сопротивления фильтра бурового раствора ( $p_{ф}$ ) и пластовой воды ( $p_{в}$ ).

Уравнение для определения пористости по данному методу вид:

$$K_{п} = 8.4 + 12.6 \cdot A_{пс}, \quad (15)$$

(обобщенная зависимость для юрских коллекторов Томской области)

Методом акустического каротажа(АК)

В тех скважинах, в которых проводился акустический каротаж коэффициент пористости рассчитывался по зависимости:

$$dt = (1.295 - 2.067 \cdot A_{пс}^{0.5} + 1.068 \cdot A_{пс}) \cdot K_{п}^2 \quad (16)$$

Определение проницаемости

Для определения проницаемости в отложениях юры были построены зависимости  $\lg K_{пр} \text{ керн} = f(K_{п} \text{ керн})$  для отложений васюганской и тюменской свит. Для пластов группы Ю1 уравнение связи имеет вид:

$$\lg K_{пр} = 0.004 \cdot K_{п}^2 - 0.12 \cdot K_{п} - 2.24, \quad (17)$$

При коэффициенте корреляции, равном 0,76. (Зависимость  $K_{пр} = f(A_{пс})$  имеет вид:

$$\lg (K_{пр}) = 3.278A_{пс} - 1.261), \quad (18)$$

Для коллекторов васюганской и тюменской свит была построена обобщенная зависимость  $K_{пр}=f(A_{пс})$ , где значения проницаемости были взяты по керновым данным и обобщены в пределах пластов. На рисунке 10 приведена вышеописанная зависимость. Уравнение связи имеет вид:

$$K_{пр} = 0.2587 \cdot e^{4.1919 \cdot A_{пс}} \quad (K_{кор} = 0.73N = 78), \quad (19)$$

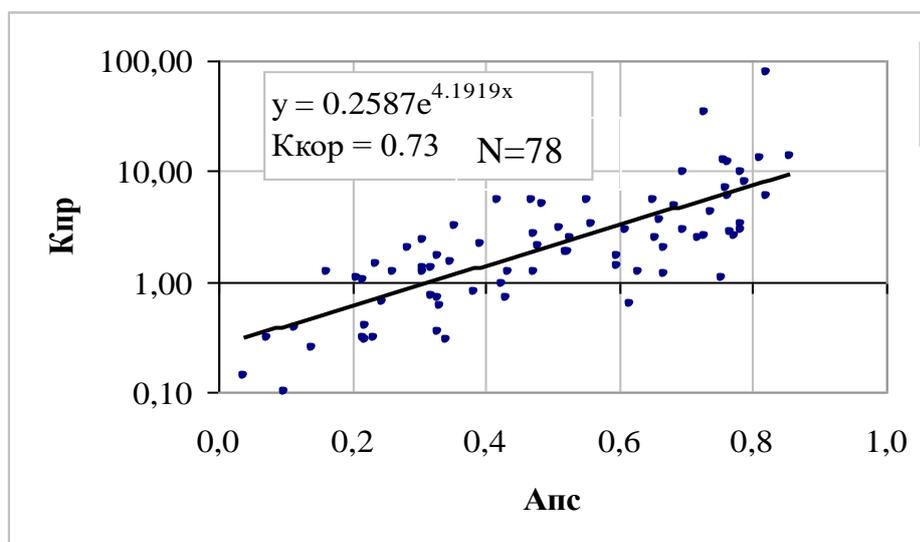


Рисунок 10 – Обобщенная зависимость  $K_{пр}=f(A_{пс})$

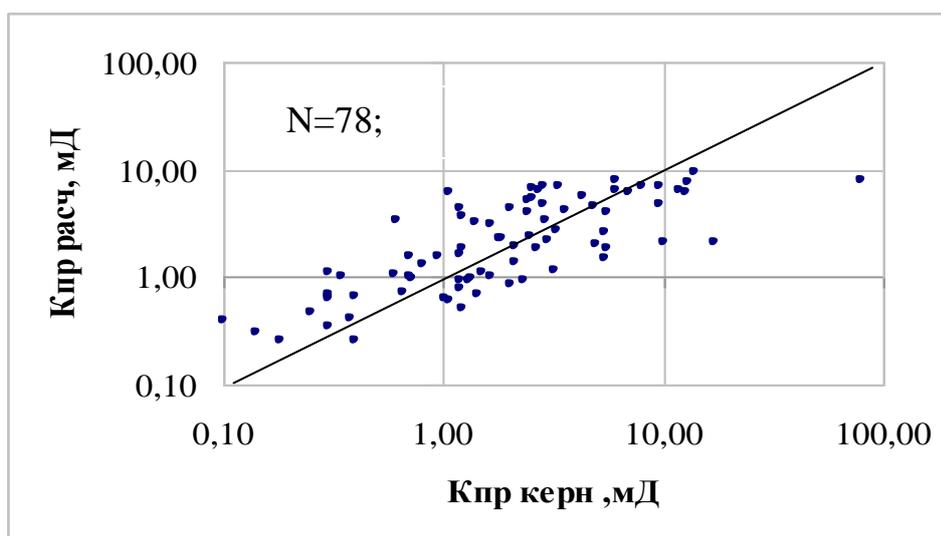


Рисунок 11 – Сопоставление коэффициентов проницаемости, определенных по данной зависимости и по керновым данным.

### Определение глинистости

Особенности физических свойств пластичной (глинистой) составляющей твердой фазы позволяют в большинстве случаев установить объемное содержание глинистых частиц в коллекторе по геофизическим данным. Из геофизических методов определения глинистости наиболее широко распространены методы потенциалов собственной поляризации и естественного гамма-излучения.

Необходимость определения содержания глинистости коллекторов вызвана высокой дисперсностью глинистых минералов, обуславливающей высокое содержание адсорбированной на их поверхности воды, а также присутствием в глинистых минералах химически связанной воды, которые изменяют плотность и нейтронные характеристики пород.

Для введения поправок в результаты интерпретации методов ГИС необходимо оценивать глинистость коллекторов. Для расчета глинистости применялись следующие зависимости:

$$K_{гл} = 1.055 - (1.14 - 1.111 \cdot dГК)^{0.5}, \quad (20)$$

где dГК-двойной разностный параметр, который рассчитывается по формуле:

$$dГК = (ГКрl - ГКmin)/(ГКmax-ГКmin), \quad (21)$$

$$КгЛ = 0.563 - 1.04 \cdot Апс + 0.52 \cdot Апс^2.$$

### Определение коэффициентов нефтенасыщения

Коэффициент нефтенасыщенности определялся по стандартной методике с использованием петрофизических зависимостей:

$$R_{П} = f(K_{П}) \text{ и } R_{Н} = f(K_{В}), \quad (22)$$

Для месторождений Томской области. Для определения сопротивления водоносного пласта использовались зависимости параметра пористости от коэффициента пористости:  $r_{вп} = r_{в} \cdot R_{п}$ .

Для определения коэффициента нефтенасыщенности использовались формулы:

$$K_{НГ} = 1 - K_{В0}, \quad (23)$$

$$K_{В} = f(R_{Н}), \quad (24)$$

где  $R_{Н} = r_{нп}/r_{вп}$

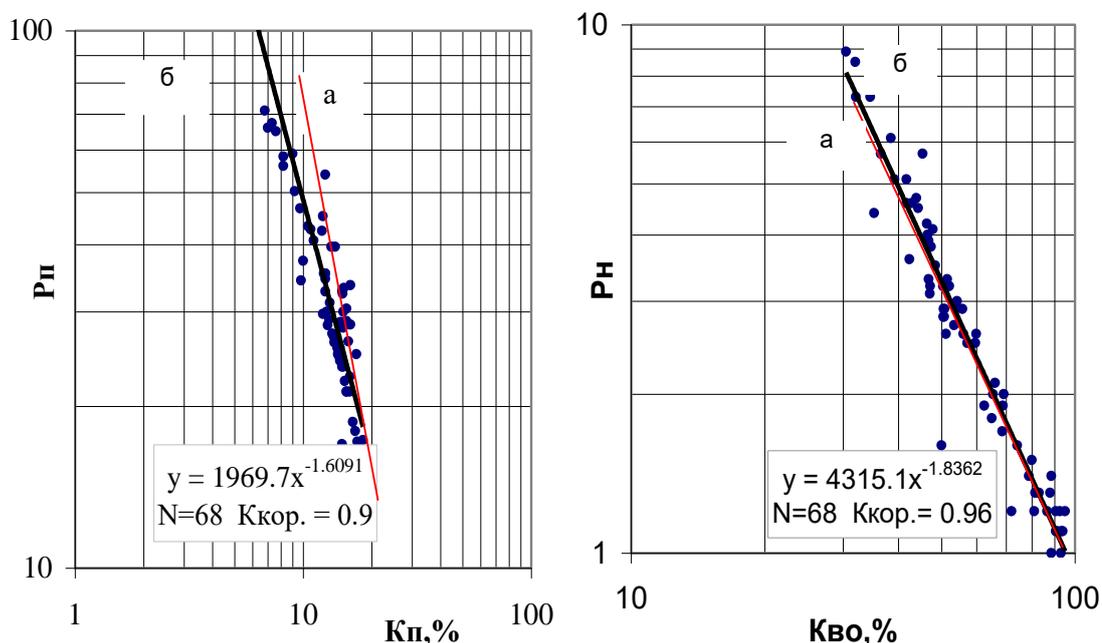


Рисунок 12 – Петрофизические зависимости  $R_{п}=f(K_{п})$  и  $R_{н}=f(K_{во})$

Для расчетов использовались обобщенные зависимости,  $R_{п} = f(K_{п})$  и  $R_{н} = f(K_{в})$

$$R_{п}=0.802 \cdot K_{п}^{-1.923}$$

$$K_B = 0.922 \cdot P_H^{-0.54}$$

Минерализация (М) пластовых вод для юрских отложений принята по результатам исследований проб воды равной 35 г/л. Удельное сопротивление пластовой воды определялось по зависимости:

$$\rho_B = 10^{(1.486081 - 0.78211 \cdot \log(M) - 0.72417 \cdot \log(M))}. \quad (25)$$

## 6 Специальная часть

### 6.1 Викиз

#### **Фокусирующие системы электромагнитного каротажа.**

Используются многокатушечные зонды. Параметры зондов выбираются таким образом, чтобы измеряемый сигнал в основном определялся УЭС неизменной части пласта, а влияние скважины и ЗП было относительно небольшим. Такие зонды называют фокусирующими.

В ИК (частоты до 250 кГц) используется принцип «компромисса» между двумя альтернативными условиями: для улучшения радиальных характеристик необходимо понижать частоту или увеличивать длину зонда, а для улучшения вертикальных характеристик и увеличения измеряемого сигнала надо повышать частоту и укорачивать зонд. Все зонды ИК (6Ф1, 6Ф1м, 8И1,4) сделаны с учетом этих требований.

По другому производится фокусировка переменного электромагнитного поля в области высоких частот. Установлено, что относительная разность амплитуд или фаз, измеренных в двух близко расположенных катушках, слабо зависит от параметров скважины даже на очень высоких частотах, таким образом измерение разности фаз позволяет выполнить сразу два требования: исключить влияние скважины, не утратив при этом хорошего вертикального разрешения.

Применение высоких частот приводит к высоким уровням сигналов даже в относительно плохо проводящей среде (до 120 Омм).

#### **Разность фаз и ее связь с УЭС однородной изотропной среды.**

В ВЧ методах при измерении относительных характеристик используется трехкатушечный зонд. Он состоит из генераторной (Г) и двух измерительных катушек (И1, И2).

Г-катушка питается переменным гармоническим током. Расстояние между Г-катушкой и дальней И1-катушкой есть длина зонда  $L_1$ .

Относительное расстояние между катушками  $dL/L1$  есть база зонда.

Переменный ток в Г-катушке создает в ОИС переменное электромагнитное поле. В измерительных катушках наводятся э.д.с., т.е. фазы электромагнитного поля. Зондом замеряется разность фаз между э.д.с. в двух измерительных катушках, которая в ОИС будет одинакова и зависит только от УЭС среды, если выполняются два условия:

$$fL1 = \text{const}, dL/L1 = \text{const}, \quad (26)$$

Трехкатушечные зонды, для которых выполняются эти условия называются изопараметрическими.

$f$ -частота переменного электромагнитного поля.

Существует зависимость между величинами разности фаз и УЭС.

При больших сопротивлениях среды на высоких частотах появляется зависимость измеряемого сигнала от диэлектрической проницаемости. Для длинных зондов ВИКИЗ при обычных сопротивлениях терригенных отложений и бурового раствора влияние диэлектрической проницаемости незначительно. Однако для самого короткого зонда, расположенного в высокоомных породах, возможно влияние на сигнал диэлектрической проницаемости.

Рассмотрим зависимости разности фаз и кажущего сопротивления от длины зондов.

В ОИС показания всех зондов совпадают между собой, если различаются, то значит есть пространственные неоднородности УЭС. Поскольку все зонды имеют разную длину и работают на разных частотах, то основной вклад в измеряемый сигнал вносят токи, текущие в различных областях среды. Причем, чем меньше частота и больше длина, тем больше удалена от зонда область, влияющая на его показания.

### **Типичные кривые зондирования.**

Одной из основных задач ВИКИЗ является оценка радиального распределения УЭС от скважины до неизменной части пласта. Принцип радиального зондирования основан на повышении глубинности зондов с

увеличением их длины и уменьшением частоты, а также измерении разности фаз, слабо зависящей от параметров скважины.

Глинистый низкоомный пласт, вскрытый скважиной. Зона проникновения либо мала, либо совсем отсутствует. При расчете кривых учтено, что глины характеризуются высокой диэлектрической проницаемостью, которая может влиять на показания двух коротких зондов. КС для всех зондов, кроме самого короткого, совпадают с истинным сопротивлением пласта. На показания самого короткого зонда влияние оказывает скважина. Хорошо проводящий раствор приводит к завышению КС по отношению к истинному.

Уплотненный малопроницаемый высокоомный пласт. Зона проникновения мала либо отсутствует. Влияние скважины проявляется практически на всех зондах.

Причем проводящая скважина занижает (до 25 %) КС по сравнению с истинным.

Водонасыщенный коллектор с повышающим проникновением. Кажущее сопротивление двух коротких зондов определяется УЭС зоны проникновения.

УЭС раствора практически не влияет на показания четырех длинных зондов.

Сильно проводящий раствор снижает КС для самого короткого зонда примерно на 7 %. Показания двух длинных зондов близки к истинному сопротивлению пласта.

Нефтенасыщенный коллектор с повышающим сопротивлением. Кривые зондирования отражают истинное распределение УЭС. КС двух коротких зондов рисуют УЭС зоны проникновения. Влияние хорошо проводящего раствора (до 0,02 Ом) проявляется в снижении КС двух коротких зондов на 12 %. Показания двух длинных зондов близки между собой и УЭС незатронутой части пласта. В этой ситуации также, как и в предыдущем случае возможно проведение достоверной оценки качества насыщения.

Газовый коллектор с понижающим проникновением. Кривые отражают повышение сопротивления от скважины к неизменной части пласта.

Показания двух коротких зондов близки УС ЗП, в то время как УС двух длинных зондов практически полностью определяют УС пласта.

Нефтенасыщенный коллектор с повышающим проникновением и окаймляющей зоной. ОЗ один из признаков нефтенасыщенного коллектора. При наличии ОЗ возможна смена типа кривой зондирования: от монотонной к инвертированной (с экстремумом). При том УС на коротких зондах существенно ниже, чем УС зоны проникновения, но значительно превосходят УС окаймляющей зоны. УС по длинному зонду совпадает с УС пласта.

По мере удаления ОЗ от скважины минимум кривой зондирования смещается в область все более длинных зондов. В то же время происходит постепенное увеличение УС для коротких зондов, которые все ближе приближаются к УС ЗП. ОЗ отмечается минимум кривой зондирования. Этот признак наблюдается только при больших контрастах УС зоны проникновения и УС ОЗ. Т.е. ОЗ можно выделить, если УС фильтрата раствора и УС пластовой воды сильно различаются.

#### **Типичные диаграммы.**

Одной из основных задач ВИКИЗ – это расчленение разреза.

Уплотненный молопроницаемый пласт в глинистых отложениях.  $H = 0,8$  и  $2,4$  м.

В маломощном ( $0,8$  м) пласте УС занижены, т.к. УСк для одного из зондов не выходит за УС пласта. В центральной части мощного пласта показания короткого зонда выходят на постоянное значение, примерно на 20% больше УС пласта. Есть отличие для этих пластов при переходе через кровлю пласта. Они связаны с тем, что маломощном пласте есть точки профилирования, в которых генераторные и приемные катушки располагаются в перекрывающих и подстилающих породах. Диаграммы асимметричны относительно центра пласта, по причине несимметричности трехкатушечных зондов. Асимметрия

увеличивается для более длинных зондов. Отметим, что если в маломощном пласте макс показания расположены практически на одной глубине, то в мощном расходятся примерно на 0,5 м. УСК на длинном зонде существенно занижено из-за влияния хорошо проводящих вмещающих отложений (глин).

Уплотненный малопроницаемый пласт, перекрытый глиной и подстилающим водонасыщенным коллектором. Здесь ВМ отложения отличаются по УС. Диаграммы аналогичны предыдущим, разница лишь в том, что под пластом их УСК выходят на сопротивления водонасыщенного коллектора. Уменьшение влияния ВМ пород по сравнению с предыдущими кривыми приводит к увеличению УСК для коротких зондов.

Водонасыщенный коллектор в глинистых отложениях. Диаграммы несимметричны относительно середины пласта. УСК для длинного зонда даже в маломощном пласте близко к его истинному сопротивлению. Наиболее близкие к УСП значения УСК наблюдаются в интервале над подошвой пласта. Это объясняется, что при таких положениях внутри зонда оказывается большая или весь исследуемый пласт. Положение кровли пластов хорошо оценивается точкой пересечения диаграмм всех зондов.

Водонасыщенный коллектор, перекрытый глиной и подстилаемый уплотненными малопроницаемыми породами. Даже для маломощного пласта УСК для двух длинных зондов близки к УС пласта.

Кровля пласта отмечается пересечением кривых. Влияние хорошо проводящей верхней части распространяется в изолирующей среде примерно на длину зонда. Показания короткого зонда в пласте близки к УС зоны проникновения.

Нефтенасыщенный коллектор в глинистых отложениях. Диаграммы несимметричны относительно середины пласта. Интервал совпадений УСК и УС смещен к его подошве. В тонком слое показания УСК отличается от УСП примерно на 25 %. Кровля пластов отмечается пересечением кривых. При переходе под подошву заметное влияние коллектора на сигнал наблюдается на интервале примерно равном длине зонда. Значительное влияние коллектора на

показания зонда в покрышке проявляется на интервале, примерно равном базе зонда. Показания короткого зонда близки к УС зоны проникновения.

Водоплавающей нефтенасыщенный коллектор, перекрытый глиной.

Диаграммы сильно асимметричны относительно середины пласта, длинных зондов в целом правильно отражают истинное распределение УС по разрезу. Диаграммы коротких зондов отражают распределение УС в прискважинной зоне. Интервал совпадений УСк и УСп примыкает к подошве. В маломощном пласте УСк для самого длинного зонда не более, чем на 25 % отличается от значений УСп. Кровля отмечается совпадением кривых.

Газонасыщенный коллектор, перекрытый глиной и подстилаемый нефтенасыщенным коллектором. Диаграммы с маломощным газовым пластом не выходят на значения, близкие к его сопротивлению. УСк для короткого зонда отличается от УСп примерно на 20 %. Наиболее сложной является кривая профилирования длинного зонда в маломощном пласте, имеющая два экстремума на интервале коллектора.

Водоплавающий нефтенасыщенный коллектор, перекрытый газонасыщенными отложениями. Диаграммы длинных зондов правильно отражают истинное распределение УС по разрезу. На диаграммах двух коротких зондов видно распределение УС в зоне проникновения. Тонкий пласт практически не выделяется по показаниям трех длинных зондов, которые образуют «переходную зону», а на диаграммах коротких зондов замечен только по различиям в ЗП. Влияние хорошо проводящих коллектора и подошвенного слоя распространяется и в газоносном интервале на расстояние, примерно равное полутора длинам зонда.

Газонасыщенный коллектор в глинистых отложениях. Диаграммы несимметричны относительно середины пласта и правильно отражают истинное сопротивление по вертикали. УСк для всех зондов в маломощном пласте значительно отличаются от УСп. В то же время показания зонда 1,4 м в мощном пласте отклоняются не более, чем на 10 % от УСп. Положение кровли пласта совпадает с практической точностью с точками пересечения кривых.

При выходе точки записи в подошву УСк для всех зондов практически сразу близки к УС подстилающей среды.

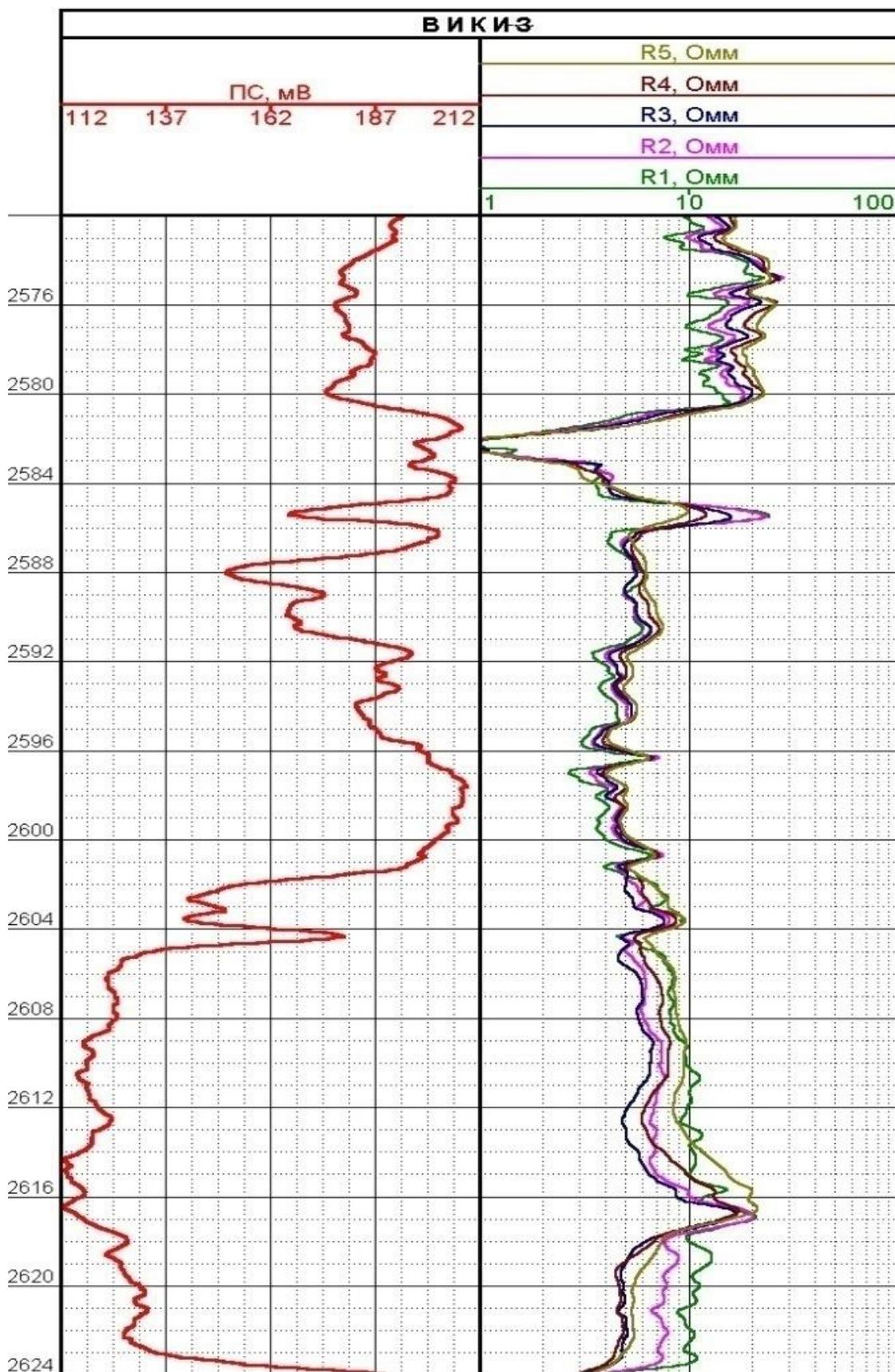


Рисунок 13 – Планшет ВИКИЗ [36]

### **Литологическое расчленение разреза. Викиз.**

Зонды высокого вертикального разрешения МБК, ВИКИЗ – 0.5 м, потенциал – зонд. Хорошая дифференциация малого зонда в области низких УС. Хорошо выделяется тонкая слоистость. Короткий зонд «викиз» сильнее исключает влияние скважины, чем МБК. Более высокое разрешение зондов ВИКИЗ при выделении пластов с малым и средним УС по сравнению с ПЗ. Границы пластов находятся в полном соответствии с БК. При сравнении с ИК зонд ВИКИЗ –2м лучше расчленяет разрез и его значения УСк более близки к УСн.

### **Выделение коллекторов и оценка характера их насыщения.**

Последовательное уменьшение УСк от короткого зонда к большому является признаком водонасыщенного коллектора. (Повышающее проникновение, соленость пластовых вод выше солености фильтрата).

Нефтеностные пласты отмечаются меньшим расхождением кривых и повышенным значением УС. Если в верхней части нефтяного пласта имеется окаймляющая зона, то она выделяется инверсией кривых зондов.

Наличие радиального градиента УС является одним из главных признаков пород- коллекторов.

Для качественных оценок характера насыщения пород – коллекторов надо знать критические значения УС.

В практике применяется для определения характера насыщения комплекс методов ВИКИЗ, ПС, ГК, НКТ. В терригенном разрезе продуктивные песчаники среди других коллекторов повышенными значениями сопротивлений. Это подтверждается с сопоставлением ВИКИЗ с ПС.

(Примечание: Примеры приведены по методическому руководству: «Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ».)

Глины могут отмечаться понижающим проникновением и значением истинного УС около 4 ом. Газонасыщенные коллектора отмечаются понижающим проникновением, в нефтенасыщенных сложная картина. Если подошвенная часть пласта содержит пластовую воду, то это отмечается по

большим градиентам кривой зондирования и малым величинам УС (меньше критических) для длинных зондов.

Если при понижающем проникновении два больших зонда показывают одинаковое значение, что позволяет определить его как истинное. При достаточно большом УС пласт – коллектор определяется как газоносный.

В нефтенасыщенном коллекторе показания УС несколько ниже, чем в газовом пласте при этом показания двух больших зондов практически одинаковые.

Признаком окаймляющей зоны является увеличение УСк для малого зонда (0.5м) выше других зондов. Это увеличение происходит постепенно с глубиной. Объясняется постепенным вытеснением пластовой воды с глубиной.

По кривым можно видеть

постепенное снижение показаний УСк остальных до минимума к подошве пласта при более высоких показаниях малого зонда.

### **Динамика формирования ЗП.**

В продуктивной части коллектора со временем формируется окаймляющая зона.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
224А	Матюнину Роману Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОГ</b>
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	Технология геологической разведки

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<p>1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i></p>	<p>Виды и стоимость ресурсов:  Материальный затраты НИИ составили 5260.48 руб, а затраты на специальные оборудования (ноутбук, ПО Microsoft Office 2016, CorelDrawX8 и др.) составили 41,7 тыс. руб.  Расход на исполнителей проекта (руководитель и дипломник) составил: Заработная плата научного руководителя – 46163,6 руб., заработная плата студента - 10622,28 руб.  Общий бюджет затрат НИР - 129961.56 руб.</p>
<p>2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i></p>	<p>Тарифы на электроэнергию-приказ департамента тарифного регулирования Томской области № 6-702 от 27.12.2018г  Оклад руководителя ВКР - приказ №5994 от 25.06.2016 «Должностные оклады ППС и педагогических работников с 01.06.2016 г.»  Районный коэффициент-1,3  Премимальный коэффициент-0,3  Коэффициент доплат и надбавок-0,2</p>
<p>3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i></p>	<p>Налоговый кодекс РФ  Ключевые ставки налогообложения: НДС, налог на прибыль организаций, налог на имущество физ. лиц, земельный налог  Отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p>1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i></p>	<p>Оценка коммерческого потенциала, определение конкурентоспособности проекта. SWOT-анализ и матрица.</p>
<p>2. <i>Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</i></p>	<p>Определение научного проекта как альтернативы существующего метода.</p>

3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности исследования
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i></li> <li>2. <i>Матрица SWOT</i></li> <li>3. <i>График проведения НТИ</i></li> <li>4. <i>Определение бюджета НТИ</i></li> </ol>	

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н. В.	д.и.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

	ФИО	Подпись	Дата
224А	Матюнин Роман Александрович		

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

### **7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **7.1.1 Анализ конкурентных технических решений**

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице:

Таблица 2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес	Баллы		Конкурентоспособность	
	критерия	Б <sub>ф</sub>	Б <sub>кл</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>кл</sub>
1	2	3	4	5	6
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>					
1. Удобство эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.15	5	4	0.75	0.6
2. Надежность	0.12	5	3	0.6	0.36
3. Безопасность	0.12	5	5	0.6	0.6
4. Энергоэкономичность	0.15	5	4	0.75	0.6
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>					
1. Срок выхода на рынок	0.15	5	4	0.75	0.68
2. Конкурентоспособность исследования	0.05	4	5	0.20	0.25
3. Финансирование проекта	0.02	2	4	0.04	0.08
4. Наличие сертификации разработки	0.05	2	4	0.1	0.08
5. Цена	0.2	5	5	1	1
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>42</b>	<b>38</b>	<b>4.79</b>	<b>4.25</b>

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (27)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

В качестве примера рассчитаем конкурентоспособность моего проекта:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,15 * 5 + 0,12 * 5 + 0,12 * 5 + 0,15 * 5 + 0,15 * 5 + 0,05 * 4 + 0,02 * 2 + 0,05 * 2 + 0,2 * 5 = 4,79$$

Конкурентоспособность разработки составила 4,79, в то время как у другого аналога 4,25. Результат показал, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как модернизированность геофизических приборов, удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

### 7.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица (табл. 3) SWOT-анализа. После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Таблица 3 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны:</b> С1. Простота применения С2. Адекватность разработки С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.	<b>Слабые стороны:</b> Сл1. Отсутствие спонсорского финансирования Сл2. Отсутствие лицензии на разработку Сл3. Удаленность потенци-альных потребителей.
--	---	--

Продолжение таблицы 3

<p><b>Возможности:</b>          В1. Использование инфраструктуры ПАО «Газпром»          В2. Появление дополнительного спроса на разработку.          В3. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>Простота применения и адекватность разработки может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, унифицированность и адекватность разработки может уменьшить конкурентоспособность других разработок.</p>	<p>Помощь в финансировании проекта могут оказать инновационные инфраструктуры</p>
<p><b>Угрозы:</b>          У1. Отсутствие спроса на новые технологии.          У2. Дополнительные требования к получению лицензии          У3. Несвоевременное Финансовое обеспечение научного исследования.</p>	<p>Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос, что уменьшает влияние финансирования</p>	<p>Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения лицензии</p>

### 7.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

При любом проектировании всегда есть несколько методов или вариантов достижения цели, т.е. несколько альтернатив. Выше были описаны методы, позволяющие выявить и предложить возможные альтернативы проведения исследования и доработки результатов. Приведенные в предыдущих пунктах методы в основном ориентированы на совершенствование результатов научного проектирования, находящегося на стадии разработки. Обычно, используя морфологический подход, можно

предложить не менее трех основных вариантов совершенствования разработки или основных направлений научного исследования. Морфологический подход заключается в исследовании всех выявленных альтернатив, которые вытекают из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования. Такой подход охватывает как известные, так и новые, необычные варианты, которые при простом переборе могли быть упущены. С помощью комбинации вариантов получают большое количество различных решений, многие из которых представляют практический интерес.

Научно-технический прогресс не стоит на месте и развивается очень стремительно. Из этого следует, что разрабатываемые сейчас технические проекты скоро могут стать не актуальными. В связи с этим, разработку новых проектов нужно осуществлять с учетом их дальнейшего развития. Это означает, что системы электроснабжения, разрабатываемые в наше время, должны уметь приспосабливаться к условиям новой среды, т.е. быть динамичными. Поэтому необходимо определить дальнейшие пути развития или модификации разрабатываемой системы электроснабжения данного предприятия. Удобнее всего рассматривать имеющиеся варианты в виде морфологической матрицы, приведенной в табл. 4.

Таблица 4 – Альтернативы проведения исследования

	1	2	3
А:Тип промывочной жидкости	Глинистый раствор	Полимерный раствор	Раствор на водной основе
Б:Направление скважины	Горизонтальная	Вертикальная	Наклонно-направленная
В:Тип технического оборудования в скважине	Репер	Пакер	Воронка НКТ

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Для созданной морфологической матрицы выделим три

наиболее перспективных пути развития разрабатываемой схемы снабжения, а именно:

1. А1Б1В2;
2. А3Б2В3;
3. А2Б1В1.

Морфологическая матрица позволяет наглядно рассмотреть перспективы развития, возможность расширения производственных решений, введение модификаций и усовершенствование разрабатываемой схемы.

Наиболее приемлемым является третий вариант, так как сочетает в себе высокую экономичность и надежность.

### 7.3 Планирование научно-исследовательских работ

#### 7.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (табл. 5).

Таблица 5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Дипломник
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Изучение района исследования	Дипломник
	6	Анализ ранее проведенных работ на территории	Дипломник

		исследования	
	7	Построение физико-геологической модели продуктивного пласта	Дипломник
	8	Выбор и обоснование положения проектной скважины	Дипломник
	9	Выбор методики и техники исследования	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка качества полученных результатов	Руководитель, Дипломник
	11	Определение целесообразности проведения исследования	Руководитель, Дипломник
	12	Оформление пояснительной записки	Дипломник
	13	Разработка презентации и раздаточного материала	Дипломник

### 7.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (28)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  $t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;  $t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_r$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое

вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ож}}{Ч_1}, \quad (29)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;  $t_{ож}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;  $Ч_1$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – составление и утверждение технического задания:

$$t_{ож1} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2t_{max}}{5} = \frac{3 \cdot 8 + 2 \cdot 12}{5} = 9.6 \text{ чел.-дн.}; \quad (30)$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ож}}{Ч_1} = \frac{9.6}{1} = 9.6 \text{ раб.дн.}$$

### 7.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта (табл. 6). Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (31)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;  $k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (32)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;  $T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;  $T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

В качестве примера рассчитаем длительность работ в календарных днях  $T_{ki}$  для 1 работы – составление и утверждение технического задания:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = T_{pi} \cdot \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = 9.6 \cdot \frac{365}{365 - 104 - 14} = 14.208$$

Все рассчитанные значения сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители, количество		Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$		Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$	
	$t_{min}$ ЧЕЛ.-ДНИ		$t_{max}$ ЧЕЛ.-ДНИ		$t_{ож}$ ЧЕЛ.-ДНИ							
	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2
Составление и утверждение технического задания	8	5	12	10	9.6	7	1	2	9.6	7	14.208	10.36
Подбор и изучение материалов по теме	6	13	8	20	6.8	15.8	1	2	6.8	7.9	10.064	11.692
Выбор направления исследований	5	10	6	13	5.4	11.2	2	1	2.7	5.6	3.996	8.288
Календарное планирование работ по теме	11	14	14	16	12.2	14.8	1	2	12.2	7.4	18.056	10.952
Изучение литологического и тектонического строения района исследования	10	14	14	16	11.6	14.8	1	2	11.6	14.8	17.168	21.904
Анализ ранее проведенных ГИС	9	16	13	18	10.6	16.8	1	1	10.6	16.8	15.688	24.864
Составление Физико-геологической модели	11	6	16	10	13	7.6	1	2	13	7.6	19.24	11.248
Выбор и обоснование положения проектной скважины	5	14	12	16	6.6	14.8	1	2	6.6	14.8	9.768	21.904
Выбор методики и техники исследования	5	8	9	15	6.6	10.8	1	1	6.6	5.4	9.768	7.992
Оценка эффективности полученных результатов	5	14	9	16	7	14.8	2	2	3.5	7.4	5.18	10.952
Определение целесообразности проведения процесса	16	21	10	23	17.6	21.8	2	1	8.8	21.8	13.024	32.264
Оформление пояснительной записки	4	9	20	10	4.4	9.4	1	1	4.4	9.4	6.512	13.912
Разработка презентации и раздаточного материала	7	6	5	8	7.8	6.8	1	2	7.8	6.8	11.544	10.064
Итого, дн											154.216	196.396

Таблица 7 – Календарный план-график проведения

№ раб	Вид работ	Исполнители	T <sub>кi</sub> , кал. дней	Продолжительность выполнения работ																	
				январь			февраль			март			апрель			май			июнь		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1		
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	14.208	■	■																
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	10.064		▨	▨															
3	Выбор направления исследований	Руководитель, Дипломник	3.996			■															
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	18.056			■	■	■	■												
5	Изучение района исследования	Дипломник	17.168				▨	▨	▨	▨	▨	▨									
6	Анализ ранее проведенных ГИС	Дипломник	15.688							▨	▨	▨	▨	▨	▨						
7	Составление Физико-геологической модели	Дипломник	19.24										▨	▨	▨	▨	▨	▨			
8	Выбор и обоснование положения проектной скважины	Дипломник	9.768													▨	▨	▨			
9	Выбор методики и техники исследования	Дипломник	9.768													▨	▨	▨			
10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Дипломник	5.18															■			
11	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Дипломник	13.024													■	■	▨			
12	Оформление пояснительной записки	Дипломник	6.512															▨			
13	Разработка презентации и раздаточного материала	Дипломник	11.544															▨	▨		



## 7.4 Бюджет научно-технического исследования НТИ

Расчет материальных затрат НТИ.

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены). Результаты по данной статье занесём в таблицу 8.

Таблица 8 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед., руб.		Затраты на материалы, З <sub>м</sub> , руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Ручка	шт.	4	6	27	9	108	54
Тетрадь	шт.	1	1	30.56	265	30.56	265
Картридж для принтера	шт	1	1	450	470	450	470
Карандаш	шт	4	5	15	25	60	125
Миллиметровая бумага	упаковка	1	2	59	80	59	160
Бумага белая, А4	пачка	1	1	215	200	215	200
Транспортно-заготовительные расходы (5%)						46,1	63,7
Итого:						968,2	1337,7

Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера ноутбука для участника проекта, ПО MicrosoftOffice для создания документов, лицензионного программного пакета CorelDrawX8 для компьютерной оцифровки структурных карт и диаграмм.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Например, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 9 месяцев составит 20 тысяч рублей.

Таблица 9 – Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Количество ед. оборудования		Цена ед. оборудования, тыс. руб.		Общая стоимость оборудования, тыс. руб.	
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Ноутбук	1	2	20	30	20	60
Принтер	1	1	2.7	5	2.7	5
ПО Microsoft Office	1	2	8	9	8	18
CorelDrawX8	1	2	11	11	11	22
Итого:					41.7	105

### Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (33)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (34)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. );  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (35)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;  $F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Дипломник
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	66	66
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	48
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	237	237

$$З_{дн(рук)} = (26300 \cdot 10,4) / 237 = 1154,09 \text{ руб.},$$

$$З_{дн} (\text{дип}) = (1906 \cdot 10,4) / 237 = 83,64 \text{ руб.},$$

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{м} = З_{б} \cdot (k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р}, \quad (36)$$

где  $З_{б}$  – базовый оклад, руб.;  $k_{пр}$  – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);  $k_{д}$  – коэффициент доплат и надбавок;  $k_{р}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{б}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$З_{м}$ , руб.	$З_{дн}$ , руб.	$T_{р}$ , раб. дн.	$З_{осн}$ , руб.
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	1154,09	55	63474,95
Дипломник	1906	-	-	1,3	2477,8	83,64	122	10204
Итого:								73679

Дополнительная заработная плата исполнителей темы.

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 12 – 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}, \quad (37)$$

где  $З_{доп}$  – дополнительная заработная плата, руб.;  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной зарплаты;  $З_{осн}$  – основная заработная плата, руб. В табл. 12 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 12 – Зарботная плата исполнителей НТИ

Зарботная плата	Руководитель	Дипломник
Основная зарплата	63474,95	10204
Дополнительная зарплата	7649,75	1224,48
Итого по статье $C_{зп}$	71397,7	11428,48

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды:

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (38)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная зарботная плата, руб.	Дополнительная зарботная плата, руб.
Руководитель	63474,95	7649,75
Дипломник	10204	1224,48
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	19967	2404,91
Итого	22368,91	

Накладные расходы.

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в п. 7.4, например, затраты на печать, ксерокопирование и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии и интернет. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}, \quad (39)$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 20%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$Z_{\text{накл}} = (968,2+41700+22368,91+71397,7+11428,48) \cdot 0,2 = 29572,66$   
рублей.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 14 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп. 1	Исп. 2
1. Материальные затраты НИИ	968,2	1337,7
2. Специальное оборудование для научных работ	41700	105000
3. Основная заработная плата	73678,95	73678,95
4. Дополнительная заработная плата	8874,23	8874,23
5. Отчисления во внебюджетные фонды	22368,91	22368,91
6. Бюджет затрат	147590,29	211259,79

### **7.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования**

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по

всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}, \quad (40)$$

где  $I_{\phi}^p$  - интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{pi}$  - стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\Phi_{\max}$  - максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad (41)$$

где  $I_m$  - интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;  $a_i$  - весовой коэффициент  $i$ -го параметра;  $b_i^a$ ,  $b_i^p$  - бальная оценка  $i$ -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  $n$  - число параметров сравнения.

Таблица 15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	4
4. Энергосбережение	0,20	5	4
5. Надежность	0,25	5	3
6. Материалоемкость	0,15	5	3
ИТОГО	1	5	3,45

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 = 5;$$

$$I_{p-исп2} = 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 = 3,45;$$

Интегральный показатель эффективности разработки ( $I^p_{финр}$ ) и аналога ( $I^a_{финр}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \text{ и т.д.} \quad (42)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{cp}$ ):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}}, \quad (43)$$

Таблица 15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,7	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	3,45
3	Интегральный показатель эффективности	7,14	3,45
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	2,07	0,48

Вывод: в ходе выполнения данного раздела оптимальным был выбран вариант исполнения 1, который заявлен в данном проекте. Этот вариант выгоден как с позиции финансовой, так и ресурсной эффективности.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
224А	Матюнину Роману Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ГЕОФ</b>
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	Технология геологической разведки

Тема ВКР:

**Геофизические исследования скважин с целью решения разведочных задач на Болтном месторождении нефти (Томская область)**

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является Болтное нефтяное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области, в пределах центральной части куполовидного поднятия.
--	---

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

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> 1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства 1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Статьи 147, 168.1 и 221 ТК РФ от 30.12.2001 N197-ФЗ (ред. От 27.12.2018) [56]. РД 153-39.0-072-01 от 7 мая 2001 г. N134 [55]. ПБ 08-37-93 [47].
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению. 2.1 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.	Опасные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015): – поражение электрическим током (ГОСТ Р 12.1.019-2009) – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (ГОСТ 12.2.003-91). Вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-15): – отклонение показателей микроклимата (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03); – недостаточная освещенность рабочей зоны (СП.52.13330.2011); – повышенные уровни шума (ГОСТ 12.1.003-2014), – превышение уровня ионизирующих излучений (ОСП -72/87).
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Источником загрязнения <i>гидросферы</i> могут быть производственными водами и мусором. А также бытовыми сточными водами. Источником загрязнения <i>литосферы</i> могут быть нефтепродукты, химические реагенты и другие вещества. А также может

	произойти уничтожение и повреждение почвенного слоя.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Наиболее вероятной ЧС является <i>пожар на рабочем месте.</i>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Винокурова Галина Федоровна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
224А	Матюнин Роман Александрович		

## 8 Социальная ответственность

### Введение

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Болотное нефтяное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области, в пределах центральной части куполовидного поднятия.

В геоморфологическом отношении территория района представляет собой плоскую пологоволнистую равнину, почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота. Уровень грунтовых вод, приуроченных к пескам-пльвунам, залегает на глубине 2-20 м.

Абсолютные отметки рельефа изменяются от плюс 94 до плюс 144 м.

Речная сеть района представлена рекой Чузик и ее правыми притоками: р. р. Таволгой, Бол. и Мал. Казанкой. Все реки района мелководные с обрывистыми берегами. Река Мал. Казанка сечет западную половину месторождения с юго-востока на северо-запад. Ширина реки 5-7 м, скорость течения небольшая 0.4 - 0.6 м/сек, глубина 0.5 - 1.5 м. Берега реки заболочены и сильно залесены. Территория района покрыта в основном хвойным лесом (ель, кедр, пихта, сосна) с участками березняков и осинников.

Климат района резко континентальный. Лето короткое, жаркое. Температура в самом теплом месяце - июле поднимается до плюс 30°C. Зима холодная, продолжительная, снежная. Самая низкая температура отмечается в декабре, январе и феврале и достигает минус 45-50°C, средняя температура зимой минус 22-25 °С. Снеговой покров достигает толщины до 1 м, часты метели и снегопады.

Преобладающее направление ветров юго-западное, а в зимний период - северо-восточное. Максимальная скорость ветра до 20 м/сек.

Среднегодовое количество осадков колеблется от 450 до 500 мм.

Реки вскрываются в конце апреля - начале мая, продолжительность навигационного периода 150 - 170 дней.

Район обжит слабо. Населенных пунктов непосредственно на территории месторождения нет. С севера ближайшими населенными пунктами являются с. с. Пудино и Шерстобитово, расположенные в 40 км. С юга со стороны Новосибирской области за южной кромкой Васюганских болот на расстоянии 100-130 км находятся с. с. Карачаевка, Бергуль, Ичкала, Влаза.

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

### **8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

В компании ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика», предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ).

Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором.

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ).

В компании для работников, работающих вахтовым методом предусмотрен отпуск в 40 календарных дней. Раз в два года оплачивают в 100%

объеме дороги до места отпуска и обратно. Предоставляется лечения в санаториях относящиеся к компании.

### **8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Геофизические работы в скважинах необходимо производить в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия. При ликвидации аварий с помощью взрывных методов, выполнении любых геофизических работ в скважинах, поглощающих (при полном и катастрофическом поглощениях), ликвидации аварий, связанных с оставлением в скважинах взрывчатых материалов и источников ионизирующих излучений, работы должны вестись по разовому плану работ, утвержденному главными инженерами этих организаций [37].

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

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

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ. Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а

также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля.

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

## **8.2 Производственная безопасность**

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанных с применением электрической энергии, радиоактивных веществ, постоянных переездов на автотранспорте, спускоподъемными и погрузочно-разгрузочными работами. Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите

Ответственность за соблюдение требований по ОТ и ТБ возлагается на начальника комплексной каротажной партии.

Техника безопасности - это система организационно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на работающих опасных производственных факторов.

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений.

Таблица 16 – Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные Документы
	Полевой этап	Камеральные работы	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	1. СП 52.13330.2011 [27]; 2. ГОСТ 12.1.003-2014 [15]; 3. СНиП 2.04.005-91 [26]; 4. СНиП 23.05.95 [25]; 5. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [30]; 6. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [31]; 7. ОСП -72/87 [20]; 8. ГОСТ 12.1.030-81 [14]; 9. ГОСТ 12.1.019-2009 [13]; 10. ГОСТ 12.1.038-82 [23]; 11. ГОСТ 12.2.062-81 [17]; 12. ГОСТ 12.4.125-83 [18]; 13. ГОСТ 12.1.005-88 [28].
2. Превышение уровня шума	+	+	
3. Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	
5. Превышение уровня ионизирующих излучений	+		
6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	
7. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+		

### 8.2.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Опасные производственные факторы - воздействия, которых определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

#### Полевые работы

##### 1. Поражение электрическим током

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81[14], ГОСТ 12.1.019-2019 [13], ГОСТ 12.1.038-82 [23] )

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Сборку и разборку электрических схем, ремонт проводов, а также проверку исправности цепей следует выполнять при выключенном источнике тока. Подобные работы должны производить не менее двух исполнителей, имеющих соответственный допуск по электробезопасности.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний устройств зануления;

- применением специальных схем защитного отключения;
- электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

## 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При работе с полевым оборудованием происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов. Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [17], ГОСТ 12.4.125-83 [18]).

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

аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправное оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с положением. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

#### Камеральные работы

##### 1. Поражение электрическим током

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть.

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

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативных документов (ГОСТ 12.1.030-81 [14], ГОСТ 12.1.019-79 [13], ГОСТ 12.1.038-82 [23]).

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;

- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний;
- применением специальных схем защитного отключения.

### **8.2.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению**

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

Полевые работы.

#### **1. Отклонение показателей микроклимата**

Метеоусловия – это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Парабельском районе Томской области где климат района резко континентальный. Лето короткое, жаркое. Температура в самом теплом месяце - июле поднимается до плюс 30°C. Зима холодная, продолжительная, снежная. Самая низкая температура отличается в декабре, январе и феврале и достигает

минус 45-50 °С, средняя температура зимой минус 22 °С,-25 °С, Снеговой покров достигает толщину до 1 м, часты метели и снегопады.

Преобладающее направление ветров юго-западное, а в зимний период - северо-восточное. Максимальная скорость ветра до 20 м/сек.

Среднегодовое количество осадков колеблется от 450 до 500 мм.

Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. Все работы в полевых условиях производятся согласно СНиП 2.04.05-91 [26].

В Инструкции [29] о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре минус 27 °С, минус 29 °С с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре минус 30 °С, минус 35 °С без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре минус 35 °С, минус 39 °С с ветром силою не более 3 баллов без ветра минус 40 °С работы на открытом воздухе прекращаются. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка ушанка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки.

## 2. Превышение уровня шума

Основным источником шума при работе на буровых является дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы. Нормирование шума с частотой до 11 кГц производится ГОСТ 12.1.003-83 [15] в зависимости от характера работ.

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом СНиП П 12-77 [24]:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- экранирование шума преградами;
- звукоизоляция кожухами;
- использование звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты.

### 3. Недостаточная освещенность

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

Таблица 17 – Нормы освещенности

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, Лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост Зумпф промывочной жидкости	10

Рабочее освещение нормируется СНиП 23.05-95 [25] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

#### 4. Превышение уровня ионизирующих излучений

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений ОСП -72/87 [20].

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение детальности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с И.И.И., подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

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

- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

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

#### Камеральные работы

##### 1. Отклонение показаний микроклимата

Микроклиматические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 [28]. Этот ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ и ВДТ. В помещениях с такой техникой на микроклимат больше всего влияют источники теплоты, к ним относятся вычислительное оборудование, приборы освещения (лампы накаливания, солнечная радиация). Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата.

Таблица 18 – Параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и Переходный	Температура воздуха в помещении	22-24 °С
	Относительная влажность	40-60 %
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с

## Продолжение таблицы 18

Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25 °С
	Относительная влажность	40-60 %
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

В таблице 18 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе (1а, 1б). Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления и кондиционирования или эффективную проточно-вытяжную вентиляцию. Расчет потребного количества воздуха для местной системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения согласно СНиП 2.04.005-91 [26]. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

### 2. Превышение уровня шума

Источниками шума на рабочем месте с компьютерами являются сами вычислительные машины (встроенные вентиляторы, принтеры и т.д.), системы вентиляции и другое оборудование. Уровень шума измеряют с помощью шумомера “Ш-70” СНиП -12-77 [6] устанавливаются уровни шума на рабочем месте. Нормирование уровня шума на рабочих местах производится согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [30].

Для снижения уровня шума в помещениях при камеральных работах применяют наименее шумные агрегаты. Одновременно применяют архитектурно-строительные решения: 1) устройство подвесного потолка, который служит звукопоглощающим экраном; 2) использование звукопоглощающих материалов; 3) уменьшение площади стеклянных и окон для защиты от транспортного шума; 4) установка особо шумящих устройств на упругие прокладки; 5) применение на рабочих местах звукогасящих экранов.

Уровень вибрации в помещениях может быть снижен путем установки оборудования на специальные фундаменты и виброизоляторы.

### 3. Недостаточная освещенность

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23.05.95 [25]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна. СНиП рекомендует левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы, которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп. Требования к освещенности в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой и средней точности общая освещенность должна составлять 300-500 лк, а комбинированная - 750 лк СНиП 23.05.95 [25].

### 8.3 Экологическая безопасность

При производстве любых геологоразведочных работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.) и производить соответствующие природоохранные мероприятия.

Таблица 19 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	<p>1. Загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами.</p> <p>2. Уничтожение и повреждение почвенного слоя.</p>	<p>1.1. Сооружение поддонов, отсыпка стоянок для техники.</p> <p>1.2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов, мусора и загрязненной земли.</p> <p>1.3. Рекультивация земель.</p> <p>2.1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ.</p>
Вода и водные ресурсы	<p>1. Загрязнение производственными водами и мусором.</p> <p>2. Загрязнение бытовыми сточными водами.</p>	<p>1.1. Отвод и обеззараживание сточных вод, уничтожение мусора, сооружение водоотводов, накопителей и отстойников.</p> <p>2.1. Очистные сооружения для буровых и бытовых стоков (хлорирование).</p>

#### 8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

Классификация ЧС по основным признакам:

По сфере возникновения: техногенные, природные, экологические; социально–политические и др.

Рассмотрим наиболее часто встречающуюся чрезвычайную ситуацию – пожары в полевых условиях.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. ГОСТ 12.1.004-91 [27].

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

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

1. Огнетушитель – 1 шт. (на каждую машину)
2. Ведро пожарное – 1 шт
3. Топоры – 1 шт
4. Ломы – 2 шт
5. Кошма – 2м×2м (на каждую машину)

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

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка.

## Заключение

В данной работе были рассмотрены вопросы безопасности труда работников геофизической компании.

Проведен анализ вредных и опасных производственных факторов, таких как ионизирующее излучение, превышение уровня шума, недостаточная освещенность, нарушение микроклимата. Эти факторы могут влиять на работу геофизика, в связи с чем приведены рекомендации по организации рабочего места так, чтобы снижать уровень влияния этих факторов на здоровье человека и повысить его работоспособность.

Также были рассмотрено вредоносное влияние геофизической работы на экосистему и даны рекомендации по его снижению.

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации, как самое частое явление - пожары. Чтобы не допустить возникновения пожара на рабочем месте, необходимо соблюдать правила пожарной безопасности. В случае возникновения пожара необходимо сообщить о пожаре в пожарную службу и непосредственному руководителю. Необходимо покинуть опасную зону, а если требуется оказать содействие в пожаротушении.

## Список используемой литературы

1. Акопов Н.Б. Техника безопасности при проведении промысловых геофизических работ. Н.: Недра, 1979 г.
2. Геофизические методы исследования скважин: Справочник геофизика /Под ред. В.М. Запорожца. -М.: Недра. 1983 г. - 591 с.
3. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. - М.: Недра, 1985 г. -357с.
4. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник /Под ред. В.М. Добрынина. - М.: Недра, 1991 г.- 421 с.
5. Кривко Н.Н. Аппаратура геофизических исследований в скважинах. - М: Недра, 1991 г.-421 с.
6. Методы ГИС с поисковых и разведочных скважинах /Под ред. И.Г. Тувогина, Уфа, 1986 г. 393 с.
7. Отчет сейсмопартии за 1996 г. «Геологическое строение и перспектива нефтегазоносности Юго-западной части Кайнысорского свода и прилегающих территорий»
8. В.М. Ильинский «Боковой каротаж». -М.: Недра, 1971 г.
9. Г.С. Вахронеев, Л.Я. Ерофеев, В.С. Канайкин, Г.Г. Номоконова «Петрофизика». - Томск. - 1997 г.
10. В.Н. Дахнов «Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин».-М.: Недра, 1972 г.
11. ОАО «Томскнефтегеофизика» ВНК, ЮКОС. Заключение: (результаты геолого-геофизической интерпретации данных электрометрии ИРК).
- 12.Тархов А.Г., Бондаренко В.М., Никитин А.А. Комплексирование геофизических методов. - М.: Недра, 1982 г. - 446 с.

13. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
  14. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
  15. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
  16. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
  17. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
  18. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средство коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
  19. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Госстрой России, 1997. - С. 12.
  20. ОСП-72/87.
  21. СанПин 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
  22. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
  23. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
  24. СНиП П-12-77. Защита от шума.
  25. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
  26. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
  27. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
  28. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- Электронные ресурсы
29. [http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya\\_obl/26\\_geol.jpg](http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya_obl/26_geol.jpg)
  30. [http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya\\_obl/04\\_adm.jpg](http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya_obl/04_adm.jpg)
  31. [http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya\\_obl/19\\_iz\\_seism.jpg](http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya_obl/19_iz_seism.jpg)
  32. (по материалам ООО «ВНИИГАЗ», 2006г.)

33. (под ред. В.С. Суркова, ФГУП «СНИИГГиМС», 2000 г.)
34. Богачев С.В. Вараксин В.В. и др. Проект разведки Казанского газокондекатного месторождения. ОАО «Газпром», ОАО «Востокгазпром», ОАО «Томскгазпром», Томск, 2003.
35. <https://moyaskvazhina.ru/vidy/geologicheskij-razrez-skvazhiny.html>
36. <http://tggf.ru/vy-sokochastotnoe-induksionnoe-karotazhnoe-izoparametricheskoe-zondirovanie/>
37. [http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya\\_obl/53\\_NGR.jpg](http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya_obl/53_NGR.jpg)