

Инженерная школа природных ресурсов  
Специальность 12.05.03 «Технология геологической  
разведки» Отделение геологии

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
<b>Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств пород разреза на Пуглалымском нефтяном месторождении (Томская область)</b>

УДК 550.832:553.982(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Петров Никита Константинович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Осипова Е. Н.	к.г.-м.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина В. А.	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев М.В.			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i><b>Универсальные компетенции</b></i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
<i><b>Профессиональные компетенции</b></i>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых



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

Инженерная школа природных ресурсов  
Специальность 12.05.03 «Технология геологической разведки»  
Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

## ЗАДАНИЕ

### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Петрову Никита Константиновичу

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью  
определения коллекторских свойств пород разреза на  
Пуглалымском нефтяном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	21.01.2022, 21-49с
---------------------------------------------	--------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b> (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Каротажные диаграммы исследования разрезов скважин;</li> <li>Данные по испытанию объектов на пробуренных скважинах;</li> <li>Петрофизические характеристики нефтегазоносных комплексов на месторождении.</li> </ol>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Географо-экономический очерк;</li> <li>Геолого-геофизическая изученность района;</li> <li>Литолого-стратиграфическая характеристика;</li> <li>Тектоника;</li> <li>Нефтегазоносность;</li> <li>Петрофизическая характеристика;</li> <li>Сейсмогеологическая характеристика;</li> <li>Анализ ранее проведенных ГИС;</li> <li>Задачи геофизических исследований;</li> <li>Обоснование объекта исследования;</li> <li>ГТМ объекта исследования;</li> <li>Методика проектных геофизических работ;</li> <li>Интерпретация геофизических данных;</li> <li>Специальное исследование.</li> </ol>

<p align="center"><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Рисунок 1.1. Обзорная карта</li> <li>2. Рисунок 1.2. Положение района исследования на карте изученности Томской области</li> <li>3. сейсморазведочными работами на 2016 г.</li> <li>4. Рисунок 2.1. – Свободно информационно-стратиграфический разрез центральной части Томской области [4]</li> <li>5. Рисунок 2.2. Фрагмент карты тектонического районирования юрского структурного яруса осадочного чехла [4]</li> <li>6. Рисунок 2.3. Пуглалымское месторождение на фрагменте карты</li> <li>7. Рис. 2.4. Геологический разрез продуктивной части Пуглалымского месторождения</li> <li>8. Рисунок 4.1. Схема размещения проектной скважины ПУГЛАЛЫМСКАЯ 1 на Пуглалымском месторождении на структурной карте по отражающему горизонту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup></li> <li>9. Рисунок 4.2. Физико-геологическая модель проектируемой скважины ПУГЛАЛЫМСКАЯ 1</li> <li>10. Рис. 5.1. Сопоставление удельных сопротивлений (<math>\rho_n</math>) и относительной амплитуды ПС (Апс) для продуктивных коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup></li> <li>11. Рис. 5.2. Корреляционные зависимости <math>R_p=f(K_p)</math> и <math>R_n=f(K_v)</math> для продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup></li> <li>12. Рисунок 8.1. Классификация вредных и опасных производственных факторов, согласно ГОСТ 12.0.003</li> </ol>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Маланина В. А.
<b>Социальная ответственность</b>	Гуляев М. В.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	21.01.2022
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Осипова Е. Н.	К.Г.-М.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Петров Никита Константинович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2271	Петрову Никите Константиновичу

<b>Школа</b>		<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Геологии</b>
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03 Технология геологической разведки

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<b>1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</b>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.
<b>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</b>	- районный коэффициент- 1,8; - премиальный коэффициент – 0,8%
<b>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</b>	Отчисления во внебюджетные фонды – 30 %
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>Формирование плана и графика разработки проекта</b>	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ
<b>Планирование и формирование бюджета проекта</b>	Определение затрат на проектирование (смета затрат)
<b>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</b>	Расчет показателей экономической эффективности
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
Отсутствует	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	21.01.2022
------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Маланина В. А.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2271	Петров Никита Константинович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2271	Петров Никита Константинович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Геологии</b>
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

**Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств пород разреза на Пуглалымском нефтяном месторождении (Томская область)**

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

<b>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</b>	<p>Объектом исследования является разведочная скважина на Пуглалымском месторождении Томской области.</p> <p>Весь комплекс работ, будет состоять из последовательных этапов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– подготовительные и заключительные работы на базе экспедиции;</li> <li>– подготовительные и заключительные работы на скважине;</li> <li>– геофизические исследования (в открытом стволе);</li> <li>– спуско-подъемные операции; переезды на скважину и обратно.</li> </ul> <p>-Охрана труда; -Оплата труда работников; -Условия труда.</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b>	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
<b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b>	<p>Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.</p> <p>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>– Повышенный уровень шума;</li> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> <li>– Производственные факторы, связанные с</li> </ul>

	<p>электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действием которого попадает работающий;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</li> <li>– Тяжесть и напряженность физического труда;</li> <li>– Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми;</li> <li>– Повышенный уровень ионизирующего излучения.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу.</li> <li>– решение по обеспечению экологической безопасности.</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– Выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> <li>– Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
21.01.2022	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М. В.	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Петров Никита Константинович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 115 с., 12 рис., 26 табл., 28 источников.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** Томская область, Каргасокский район, Пуглалымское нефтяное месторождение, геофизика, ГИС, геофизические исследования скважин, коллекторские свойства пласта.

Объектом исследования является разведочная скважина ПУГЛАЛЫМСКАЯ 1 Пуглалымского месторождения.

Целью работы является применение комплекса геофизических методов на проектной скважине для выделения пород-коллекторов на Пуглалымском месторождении и изучения их фильтрационно-емкостных свойств

В процессе исследования проводились: качественный и количественный анализ данных геофизических исследований скважин, анализ общей геолого- геофизической информации по району исследований, в результате - предложен комплекс ГИС, отвечающий всему ряду поставленных задач, выбран участок проведения геофизических работ, определена методика и техника геофизических работ.

Область применения: проектируемый комплекс ГИС может применяться на любых месторождениях нефти с терригенно-поровым типом коллекторов.

Экономическая значимость работы: в работе рассмотрено геологическое строение юрских отложений для выявления рентабельности проектных работ.



## ESSAY

Final qualifying work 115 p., 12 fig., 26 tables, 28 sources.

**KEY WORDS:** Tomsk region, Kargasoksky district, Puglalymskoye oil field, geophysics, well logging, well logging, reservoir properties.

The object of the study is exploration well 1 PUGLLYMSKAYA of the Puglalymskoye field.

The aim of the work is to apply a set of geophysical methods on a design well to identify reservoir rocks in the Puglalymskoye field and study their reservoir properties.

In the course of the study, the following were carried out: a qualitative and quantitative analysis of well logging data, an analysis of general geological and geophysical information for the study area, as a result, a well logging complex was proposed that meets the entire range of tasks, a site for geophysical work was selected, the methodology and technique of geophysical work were determined.

Scope: the projected well logging complex can be used in any oil fields with terrigenous-porous reservoirs.

Economic significance of the work: the paper considers the geological structure of the Jurassic deposits to identify the profitability of design work.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- а.о. – абсолютная отметка;
- АК – акустический каротаж;
- БК – боковой каротаж;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ВЗ – водонасыщенная зона;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГОСТ – Государственный отраслевой Стандарт;
- ГК – гамма-каротаж;
- ГФМ – геолого-геофизическая модель;
- ДТ – кривая акустического каротажа;
- ЗБС – забуривание боковых стволов;
- ЗМС – зона малых скоростей;
- ИК – индукционный каротаж;
- г.п., к.п., л.п. – группы поднятий, куполовидное поднятие, локальное поднятие;
- КВ – кавернометрия;
- Кв – коэффициент водонасыщенности;
- Кгл – коэффициент глинистости;
- КИН – коэффициент извлечения нефти (нефтеотдачи);
- Ккор – коэффициент корреляции;
- Кн – коэффициент нефтенасыщенности;
- Кно – коэффициент остаточной нефтенасыщенности;
- Кп – коэффициент пористости;
- Кп.гр – граничное значение коэффициента пористости;
- Кво – коэффициент остаточной водонасыщенности;
- Кв\_крит., Кв\_кр. – критическое значение водонасыщенности;

Кпр – коэффициент проницаемости;  
КС – кажущееся сопротивление;  
МБК – микробоковой каротаж;  
МБК – микробоковой каротаж;  
МКЗ – микрокаротажное зондирование;  
МОВ – метод отраженный вол;  
МОГТ – метод отраженной глубинной точки;  
НВЗ – нефтеводяная зона;  
НЗ – нефтяная зона;  
НГК – нейтронный гамма каротаж;  
НКТ – нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;  
УПСВ – установка предварительного сброса нефти;  
ОГТ – общая глубинная точка;  
ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;  
РК – радиоактивный каротаж;  
Рп – относительное сопротивление – параметр пористости;  
Рн – параметр насыщения;  
с/п – сеймопартия;  
скв. – скважина;  
СК – сейсмокаротаж;  
УВ – углеводороды;  
УЭС – удельное электрическое сопротивление;  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;  
ФП - фракционный поток;  
ЦППН – центральный пункт перекачки нефти;  
 $\rho_{п}$  – удельное электрическое сопротивление;  
 $\rho_{п}^{кр}$  – критическое сопротивление пласта;  
 $\rho_{эл}$  – удельное электрическое сопротивление зоны проникновения;

$\rho_c$  – удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости;

$\rho_{\text{вп}}$  – удельное сопротивление водоносного пласта;

$\rho_{\text{в}}$  – удельное электрическое сопротивление пластовой воды.

Оглавление	
РЕФЕРАТ	8
ESSAY	9
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	10
ВВЕДЕНИЕ	15
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПУГЛАЛЫМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	16
1.1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ОЧЕРК	16
1.2. КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ РАЙОНА	18
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПУГЛАЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	21
2.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ	21
2.2 ТЕКТНИКА	27
2.3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	29
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	36
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	39
4.1. ЗАДАЧИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	39
4.2. ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ	39
4.3. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ	40
5. НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ РАЗДЕЛ	43
5.1. МЕТОДИКА ПРОЕКТНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ	43
5.2. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ	48
6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ	60
ВВЕДЕНИЕ	60
СОБА	60
КСА-Т	62

(АМК) ГРАНИТ-ОНИКС	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	69
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	72
7.1. ТЕХНИЧЕСКИЙ ПЛАН (ОБЪЁМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ)	72
7.1.1. Расчет затрат времени и труда	75
7.1.2. Расчёт цены геофизических работ на скважине и ГСМ при переезде и работе	81
7.1.3. Расчёт заработной платы	85
7.1.4. Оценка рентабельности проекта	87
ВЫВОД ПО РАЗДЕЛУ	88
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	89
8.1. ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ	89
8.1.1. Охрана труда	90
8.1.2. Оплата труда работников	90
8.1.3. Условия труда	91
8.2. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	91
8.2.1. Анализ вредных и опасных производственных факторов	93
8.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	101
8.3. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	103
8.3.1. Сохранение почвенно-растительного слоя и травяного покрова	105
8.3.2. Охрана водной среды	105
8.3.3. Охрана воздушной среды	106
8.3.4. Охрана животного мира	107

8.3.5. Контроль сбросов вредных химических веществ	107
8.4. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯ	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	112

## ВВЕДЕНИЕ

Так, как давно эксплуатируемые месторождения значительно теряют в своих запасах углеводородов, а также со значительным сокращением объемов поисково-разведочных работ, поэтому вопросы по изучению месторождений и привлечению новых объектов в разработку приобретают несомненную актуальность.

Именно поэтому в помощь к решению данного вопроса можно прибегнуть к изучению разрабатываемых, малоизученных месторождений, например такого, как Пуглалымское.

Эффективность разработки месторождений углеводородов, в наибольшей степени зависит от достоверности геологической модели строения залежи, точности определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и выбора наиболее правильных технологий интенсификации добычи.

Промыслово-геофизическая информация необходима при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений, а также при подсчете запасов для обеспечения в получении всех основных параметров.

Целью данной работы будет являться выбор оптимального комплекса методов геофизических исследований скважин для выделения пород-коллекторов, доразведки, определения фильтрационно-емкостных свойств.

Задачами работы является выбор и обоснование комплекса ГИС, проектирование скважины и описание методики и техники проведения работ по ГИС.



# 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПУГЛАЛЫМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

## 1.1. Географо-экономический очерк

В административном отношении Пуглалымское нефтяное месторождение расположено в западной части Каргасокского района Томской области. Оно представлено на рисунке ниже (рис. 1.1.).

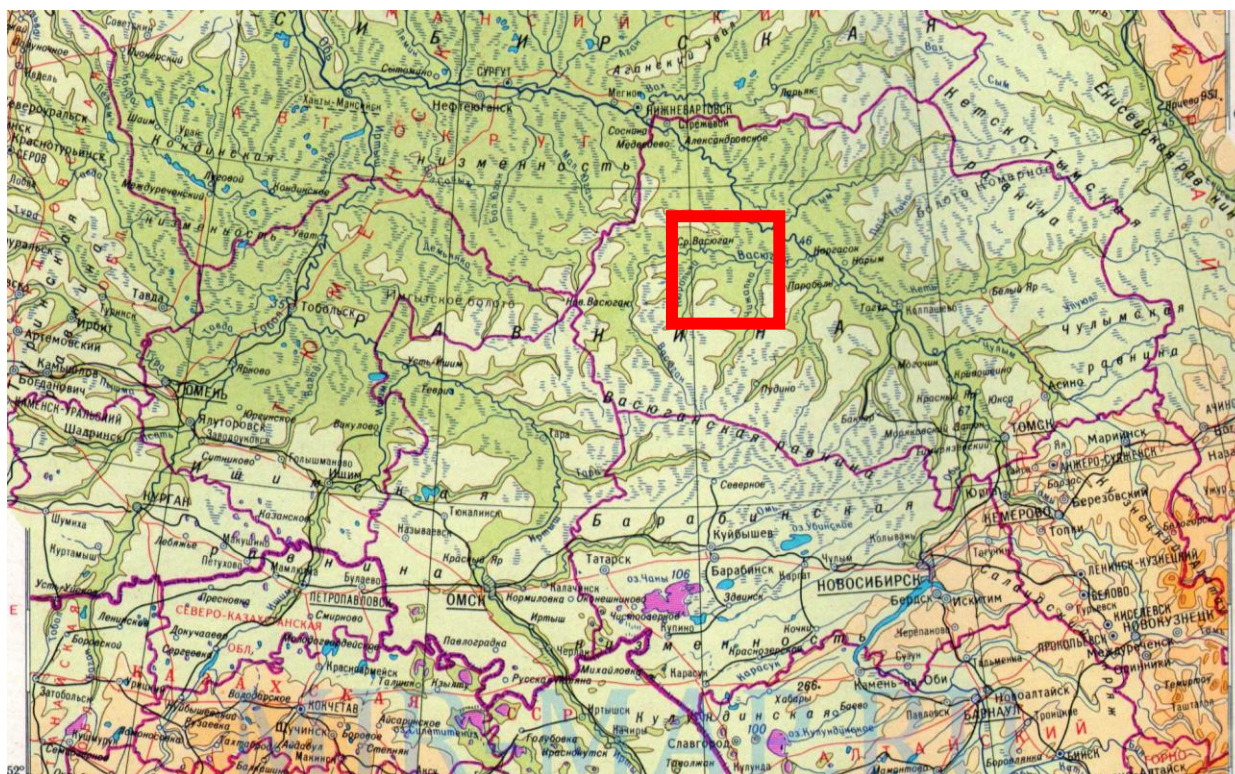


Рисунок 1.1. Обзорная карта

Пуглалымское нефтяное месторождение вместе с расположенными в непосредственной близости Средне-Нюрольским и Ключевским месторождениями входит в состав Средне-Нюрольского лицензионного участка.

На месторождении нет постоянной дорожной сети. Перемещение грузов и персонала возможно только в зимнее время по зимникам гусеничным или автомобильным транспортом, а также по рекам Васюган, Обь, Томь. В течение всего года для выполнения работ могут быть использованы вертолеты.

Климат резко континентальный. Зима холодная, продолжительная. Лето

короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Средняя температура зимой  $-25^{\circ}\text{C}$ , в декабре-феврале она может снижаться до  $-45 - 55^{\circ}\text{C}$ . Снежный покров на открытых участках достигает 30 - 60 см, в лесных массивах - до 180 см. Ледоход начинается в конце апреля - начале мая. Начало ледостава приходится на конец октября - начало ноября. Самая высокая температура  $+33^{\circ}\text{C}$  наблюдается в июле и значительная часть осадков, в размере 450 - 500 мм, выпадает летом и осенью [1].

Почвы территории месторождения представлены в основном суглинками, песчаниками различной мощности по заболоченным понижениям.

Поверхность рельефа изрезана глубокими долинами крупных и мелких рек, абсолютные высотные отметки меняются от 60 м до 120 м, относительные превышения - 60 метров.

Гидрографическая сеть района образована реками Салат и Нюролька с ее многочисленными притоками - рр. Тухсигат, Комунеган, Окуневка, Ай-Кагал, Малый Коленсал, Пуглалым. Руслу рек сильно меандрируют. Берега крутые с большим количеством деревьев. Вдоль правого берега реки Нюролька узкой полосой тянется надпойменная терраса, ограниченная крутой и высокой ступенью. Все это создает дополнительные трудности при переправах [1].

На территории работ имеется значительное количество мелких озер, большую часть площади занимают болота. Заболоченность района работ составляет 30%. Болота непроходимые летом, с торфяным покровом до 8 м, не промерзают даже в сильные морозы.

Растительность представлена большими лесными массивами и смешанными видами кустарников в пойме рек.

Господствующее направление ветров в течение года – западное, юго-западное. В районе развиты: нефтедобывающая, рыболовная, лесная

промышленность.

## 1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность района

Пуглалымское месторождение открыто в 1971 г. бурением поисковой скважины № 86, расположенной в центре структуры и введено в разработку в 2005 г. [3].

На данном месторождении проведено множество геофизических съемок. Информация о таких видах работ представлена в таблице ниже (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Геолого-геофизическая изученность месторождения

Вид работ, масштаб съемки	Место и год проведения работ	Наименование организаций, номера партий	Краткие результаты работ
1	2	3	4
Геологическая съемка, М 1:1 000 000	Томская обл. 1947-1952 гг.	ЗСГУ	Установлено повсеместное распространение антропогенных отложений
Аэромагнитная съемка, М 1: 1 000 000 М 1: 200 000	Обь-Иртышское междуречье 1952 - 1956 гг.	Васюганская аэромагнитная партия СГТ	Сделан вывод о сложности строения фундамента. Составлена структурно-тектоническая карта фундамента
Гравиметрическая съемка, М 1: 1 000 000	Бассейн среднего течения р.Васюган 1954-1961 гг.	Партия ККГЭ и СОКГЭ	Установлено соответствие простирания гравитационных аномалий простиранию крупных тектонических элементов фундамента
Структурно-поисковое, колонковое бурение до 500 м	Маршрут вдоль р.Васюган 1956-1957 гг.	Новосибирская структурно-поисковая партия	По верхним горизонтам выявлен антиклинальный перегиб, соответствующий Среднеvasюганскому мегавалу
Маршрутные сейсмозондирования МОВ, М 1: 200 000	Маршрут по рр. Васюган, Нюрюлька 1958-1960 гг.	СОКГЭ партии 31/57, 23/58, 1/60	Составлен сводный сейсмический разрез. Установлено погружение юрких горизонтов в западном и восточном направлениях от с.Средний Васюган и подъем их у с.Новый Васюган
Сейсморазведка МОВ, М 1: 500 000	Среднее течение р.Васюган 1959-1960 гг.	СОКГЭ партия 4/59-60	Уточнены контуры Среднеvasюганского мегавала по опорному отражающему горизонту Па
Площадные, поисковые, детальные работы МОВ, М 1: 100 000	Среднеvasюганский мегавал, северная часть Нюрюльской впадины 1959-1970 г.	СОКГЭ партии 32/58-59, 32/59-60, 31-37/59-60, 12-15/60-61, 6,7/61-62, 9-11/63-64, 13/64-65, 3,9,13/65-66, 9/66-67, 28/69-70	Выявлены, детализированы и сданы под глубокое бурение по горизонту Па Зап.-Красноярское, Красноярское, Рагозинское, Средне-Нюрюльское, Пуглалымское, Ключевское, Тухсигатское, Гужихинское, Колотушное, Чарымовское, Лучистое, Юж.-Мыльджинское, Фестивальное поднятия. Выявлены: Провальное, Вост.-Рагозинское, Перкатское, По-логое, Сев.-Пуглалымское, Бабушкинское, Коленсальское поднятия, Клайский, Усть-Пуглалымский перегибы
Детальные исследования МОГТ, М 1: 100 000	Центральная часть Среднеvasюганского мегавала 1977 г.	ТГТ с/п 8/76-77	Уточнено строение Красноярского, Рагозинского, Вост.-Рагозинского, Провального и Перкатского поднятий. Получены данные по геологическому строению поверхности доюрских образований

Продолжение таблицы 1.1

Площадные исследования МОГТ, М 1:100 000	Западный склон центральной части Средне-васюганского мегавала 1978 г.	ТГТ с/п 8/77-78	Уточнено строение Средне-Нюрольского, Гужихинского, Тухсигатского, Ключевского, Пуглалымского, Колотушного, Коленсальского поднятий. По поверхности доюрских образований выявлено Глухариное локальное поднятие
Площадные и детальные исследования МОГТ, М 1:50 000	Центральная часть Средне-васюганского мегавала 1985 г.	ТГТ с/п 8,17/84-85	По мезозойским отложениям подготовлены под глубокое бурение Бабушкинское поднятие, Коленсальская, Клайская структуры, выделена АТЗ, детализированы Пологое, Торфяное, Усть-Пуглалымское, Юж.-Ельцовое поднятия. Выявлены Рельефный перегиб, Кумьльсинское поднятие
Площадные и детальные исследования МОГТ, М 1: 50 000	Западный склон Средне-васюганского мегавала 1987 г.	ТГТ с/п 8,17/86-87	Детализированы Ключевское, Средне-Нюрольское, Пуглалымское поднятия. По мезозойским отложениям подготовлены к глубокому бурению Юж.-Пионерское, Малоколенсальское, Рельефное поднятия
Площадные детальные исследования МОГТ, М 1: 50 000	Центральная часть Средне-васюганского мегавала 1998 г.	ТГТ с/п 16/97-98	Детализированы Средне-Нюрольское и Пуглалымское поднятия. Уточнено их геологическое строение. Построены структурные и прогнозные карты на основные нефтепродуктивные горизонты
Глубокое поисково-разведочное бурение. Геофизические исследования скважин.	Средне-васюганский мегавал 1964-1989 гг.	ОАО «Томскнефтегазгеология»	Изучен разрез отложений платформенного чехла и верхней части фундамента. Отмечены нефтегазопроявления в большом стратиграфическом диапазоне. Открыто десять месторождений. Во всех скважинах проведены комплексы ГИС, в отдельных скважинах СК и ВСП
Площадные детальные исследования МОГТ, М 1: 50 000	Лицензионный участок № 39	ОАО «Ставропольнефтегеофизика» с/п 4/04-05	Детализировано геологическое строение Средне-Нюрольского, Ключевского и Пуглалымского месторождений

По данным 3D сейсморазведки построены карты эффективных толщин и улучшенных коллекторских свойств основного юрского продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> и произведена оценка перспектив НГГЗК. По данным 2D сейсморазведки выполнен прогноз газонасыщенных толщин основного нижнемелового продуктивного пласта Б<sub>10</sub>. Эти данные послужили сейсмической основой для составления геологической модели Пуглалымского месторождения, которая использовалась при структурных построениях при подсчете запасов [3].

Изученность сейсморазведочными работами на 2016 г. определяется как весьма высокая (рис. 1.2).



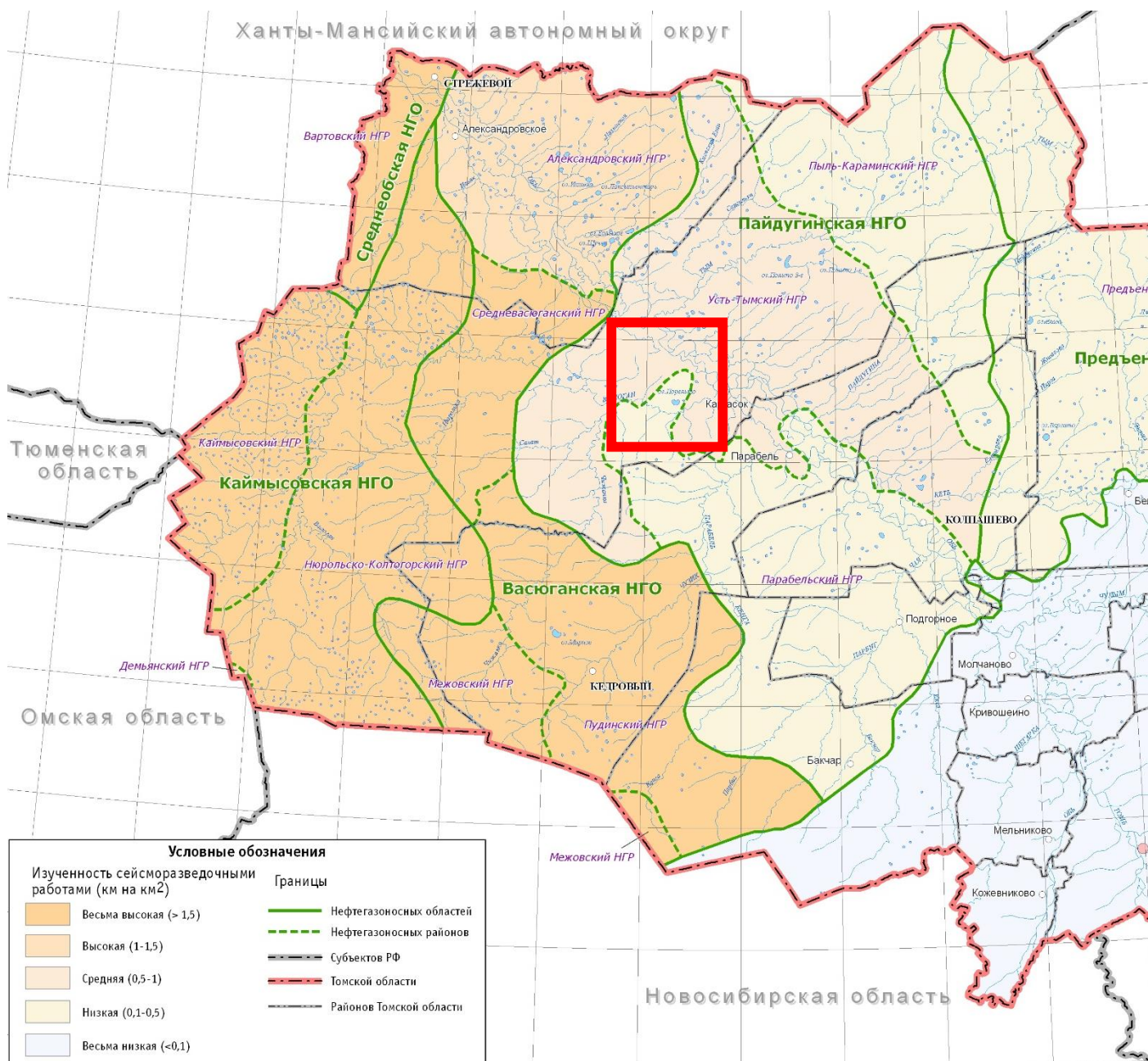


Рисунок 1.2. Положение района исследования на карте изученности Томской области сейсморазведочными работами на 2016 г.

## 2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПУГЛАЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1. Литолого-стратиграфический разрез

Стратиграфическое расчленение разреза Пуглалымского месторождения соответствует региональным стратиграфическим схемам мезозойских, кайнозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирской равнины.

В геологическом строении района принимают участие отложения палеозойского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста [4].

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дается с учетом результатов поисково-разведочного бурения, выполненного в пределах рассматриваемого месторождения.

Мезо-кайнозойские отложения осадочного чехла с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают дислоцированные образования фундамента палеозойского возраста.

Основные отражающие горизонты разреза связаны:  $\Phi_2$  - с поверхностью доюрского фундамента (подошвой осадочного чехла);  $I^a$  - с угольными реперами в тюменской свите;  $II^a$  - с кровлей баженовской свиты,  $II^b$  - с подошвой киялинской свиты.

#### **Палеозойская система (pJ).**

Палеозойские породы фундамента вскрыты поисковыми скважинами № 86 и 90. В скв. № 86 фундамент представлен отбеленными глинисто-кремнистыми породами, относимыми к чузикской толще, а в скв. № 90 - среднедевонскими известняками серыми, массивными, в различной степени перекристаллизованными, вскрытая толщина отложений доюрского комплекса составляет 56 м, т.е. данными бурения охарактеризована самая верхняя часть разреза доюрских отложений (рис. 2.1).

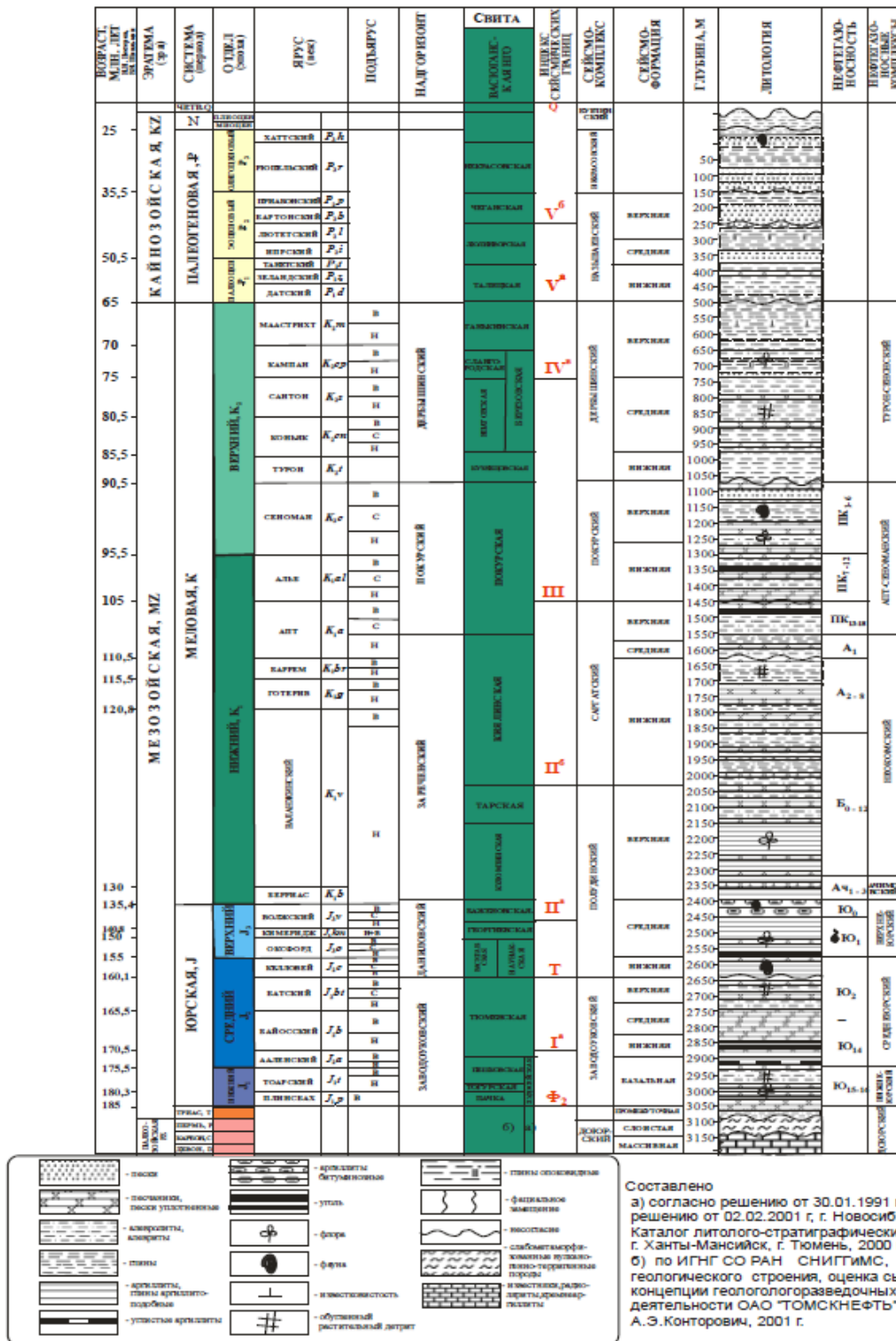


Рисунок 2.1. – Свободно информационно-стратиграфический разрез центральной части Томской области [4]

На поверхность фундамента выходят породы карбонатно-терригенного и эффузивного комплексов, различные по возрасту (от среднего девона до

нижнего карбона) и вещественному составу - на Пуглалымской площади в скв. № 86 в верхней части доюрского фундамента вскрыты углистые аргиллиты темно-серые до черных, плотные, однородные, интенсивно карбонатизированные, метаморфизованные. Скв. № 90 вскрыла известняки темно-серые, трещиноватые с прослоями черной глинисто-кремнистой породы верхнедевонского возраста.

На поверхности палеозойских пород развита кора выветривания, которая указывает на существование в конце палеозоя - начале мезозоя выровненной, слабо размывавшейся суши [6].

### **Юрская система (J)**

Юрский комплекс подразделяется на 4 свиты (снизу-вверх) – тюменскую, васюганскую, георгиевскую и баженовскую.

Тюменская свита вскрыта на полную мощность скважиной № 45Р (129 м). Свита представляет собой толщу континентальных отложений – неравномерное переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. По данным бурения на других площадях угольные пласты имеют толщину 1-4 м, в разрезе свиты их насчитывается до 10. Свита содержит ряд песчаных пластов, большей частью заглинизированных и являющихся плохими коллекторами.

Васюганская свита в пределах месторождения залегает на глубинах от 2378 м в скв. № 125Р до 2484 м в скв. № 43Р. Толщина свиты изменяется от 50 м (скв. № 45Р) до 68 м (скв. № 43Р), пробуренной на склоне поднятия.

С отложениями васюганской свиты верхней юры на рассматриваемом месторождении связана промышленная нефтеносность, и они являются основным нефтегазоносным комплексом в Средне-Васюганском нефтегазоносном районе [3].

Породы васюганской свиты согласно залегают на отложениях тюменской свиты. Формирование отложений васюганской свиты



происходило преимущественно в прибрежно-морских, мелководно-морских условиях. По литологии слагающих ее пород и циклам развития свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижневасюганская подсвита представлена трансгрессивным мелководно-морским комплексом, сложенным аргиллитами от серых до темно-серых, плотными, плитчатыми, с линзовидными прослоями алевролитами и глинистыми песчаниками (пласты Ю<sub>1</sub><sup>5</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>6</sup>) в верхней части, слюдистыми. В скв. № 41Р отмечается ритмичная слоистость, полосчатость аргиллитов, обусловленная присутствием прослоев более светлых алевролитов и песчаников. В ритмичных слойках, в свою очередь, наблюдается косая волнистая, иногда флишевидная и горизонтальная слоистость. Для всей подсвиты характерны обильные включения мелкого растительного детрита. Толщина подсвиты колеблется от 17 м (скв. № 125Р) до 21 м (скв. № 42Р и 44Р [2]).

Верхневасюганская подсвита сложена песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами и редкими пластами угля. Толщина её изменяется от 30 м (скв. № 45Р) до 49 м (скв. № 43Р). Предположительно, толщины подсвиты увеличиваются на склонах структур.

Верхневасюганская подсвита отождествляется с регионально-продуктивным горизонтом Ю<sub>1</sub>. Горизонт Ю<sub>1</sub> разделяется повсеместно выдержанным углисто-глинистым пластом У<sub>1</sub> на подугольную, межугольную и надугольную толщи. На ряде площадей в отложениях свиты отмечается наличие двух углистых пропластков, разделенных 10-15 метровой толщей пород, сформировавшихся в континентальных условиях. Последние выделяются под названием - межугольная пачка. В составе горизонта Ю<sub>1</sub> выделяются песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>.

Нижняя подугольная толща, сформированная в условиях келловей-оксфордской регрессии, включает в себя распространённые по латерали

пласты Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>. В процессе регрессии происходило скольжение границ существующих фациальных обстановок, отразившееся в наплыве покровных песков прибрежной зоны на мелководно-морские отложения нижневасюганской подсветы. Пульсационный характер воздымания, обусловивший возвратно-поступательное перемещение береговой линии, способствовал развитию кулисообразного залегания пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, которые часто объединяются, образуя единый резервуар. На Средне-Нюрольском месторождении пласты Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> сливаются, на соседних Пуглалымском и Ключевском месторождениях – разделены глинистыми породами.

Межугольная толща, сформированная в переходный регрессивно-трансгрессивный этап седиментации, сложена алевролито-аргиллитовой толщей с пластами песчаников глинистых, карбонатизированных, индексируемых как Ю<sup>м</sup><sub>1</sub> [7].

Верхняя надугольная толща сформировалась в условиях начала трансгрессии и включает в себя пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, относящиеся к стратиграфическому диапазону оксфорд-кимериджа. Условия формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> разнообразные – от континентальных до прибрежно-морских. Пласт преимущественно имеет алевролито-аргиллитовый состав или полностью заглинизирован. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> формировался во время стабилизации морского побережья и в морфологическом отношении представляет собой плащеобразные или линзовидные песчаные тела. В центральной части средневасюганского мегавала, как и на других структурах I-го порядка Томской области, отмечаются участки денудационного среза пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, что создает благоприятные условия для формирования ловушек структурно-стратиграфического типа. С пластами надугольной толщи Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> связаны залежи нефти на соседних Пуглалымском и Ключевском

месторождениях. На Средненюрольском месторождении надугольная толща практически повсеместно сложена неколлекторскими фациями.

Георгиевская свита (кимеридж) представлена маломощными (от 0.2 до 2м) сине-зелеными хрупкими аргиллитами, фациальная природа формирования которых может быть связана с шельфовыми илами.

Баженовская свита (волжский-берриас) сложена глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами, темно-серыми с коричневым оттенком, плотными, плитчатыми, участками с обильными включениями раковин морской фауны – аммонитов, пелеципод и др. Высокобитуминозные отложения свиты относятся к фациям доманикового типа и, по представлению большинства ученых, являются нефтематеринскими. Свита является наиболее устойчивым реперным горизонтом на территории Томской области, четко выделяется в разрезах скважин по данным ГИС. С подошвой свиты связан основной отражающий сейсмический горизонт II<sup>a</sup>. Мощность свиты на месторождении 8 – 10 м.

### **Меловая система (MZ)**

Баженовская свита перекрывается клиноформно залегающими нижнемеловыми глинистыми отложениями куломзинской свиты (морского генезиса). В отложениях верхней части куломзинской свиты выделяются песчаные пласты Б<sub>1</sub><sup>5</sup> - Б<sub>1</sub><sup>3</sup>. Мощность куломзинской свиты закономерно увеличивается за счёт наращивания клиноформных комплексов с запада на восток. По данным бурения на Ключевском месторождении она составляет около 70 м, а на Средненюрольском около 120 м. Соответственно в этом же направлении увеличиваются число песчаных пластов и их толщины.

Тарская свита вскрыта всеми скважинами, пробуренными на лицензионном участке. Толщина свиты колеблется от 60 м до 115 м. Тарская свита сложена прибрежно-морскими терригенными отложениями – песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. В составе свиты

выделяются песчаные пласты (снизу-вверх)  $B_1^2$ ,  $B_1^1$ ,  $B_1^0$ ,  $B_1^9$ ,  $B_1^8$ . Толщины пластов увеличиваются в направлении Ключевской структуры, где они достигают 20 м [3].

Выше по разрезу меловые отложения представлены континентальными пестроцветными песчано-алевритовыми и глинистыми породами киялинской свиты, морскими отложениями алымской свиты, континентальными отложениями покурской свиты и морскими зеленовато-серыми глинами кузнецовской, ипатовской, славгородской, ганькинской свит, с подчиненным присутствием песчаников.

### **Палеогеновая система (Р)**

Палеогеновые отложения имеют морской генезис и представлены, преимущественно, глинами с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей талицкой, люлинворской, чеганской свит. Отложения некрасовской серии, формировавшиеся в озерных, озерно-болотных условиях, заканчивают палеогеновый разрез.

Четвертичные отложения с размывом залегают на подстилающих породах и представлены суглинками, супесями, песками и глинами.

## **2.2 Тектоника**

Лицензионный участок расположен в пределах южной части Центрально-Западносибирской складчатой системы, которая представлена рядом субмеридиональных антиклинорных зон, разделенных межгорными прогибами и внутренними впадинами.

Крупнейшей структурой Центрально-Западносибирской складчатой системы, проходящей непосредственно через район работ, является положительная мегаструктура, представленная Васюган-Пудинским антиклинорием. С северо-запада и юго-востока Васюган-Пудинский антиклинорий ограничивают Колтогорский и Усть-Тымский грабен-рифты.

Согласно карте тектонического районирования, исследуемая территория

расположена в центральной части Средне-Васюганского мегавала, который представляет собой одну из положительных структур I порядка. С юга и юго-востока мегавал граничит с однопорядковой отрицательной структурой - Нюрольской впадиной. На западе он ограничивается Колтогорским мегапрогибом, с востока и северо-востока - Усть-Тымской впадиной.

Средне-Васюганский мегавал осложнен структурами II порядка: Новотевризским валом и Мыльджинским куполовидным поднятием.

Средненюрольский участок расположен в пределах юго-западной части Новотевризского вала и непосредственно включает Средне-Нюрольское, Пуглалымское и Ключевское локальные поднятия (рис. 2.2).

Существенную роль в формировании тектонического облика района исследований играют дизъюнктивные нарушения. Здесь, как и на всей территории мегавала, можно выделить две основные системы их простирания: северо-западного и северо-восточного направлений [2].

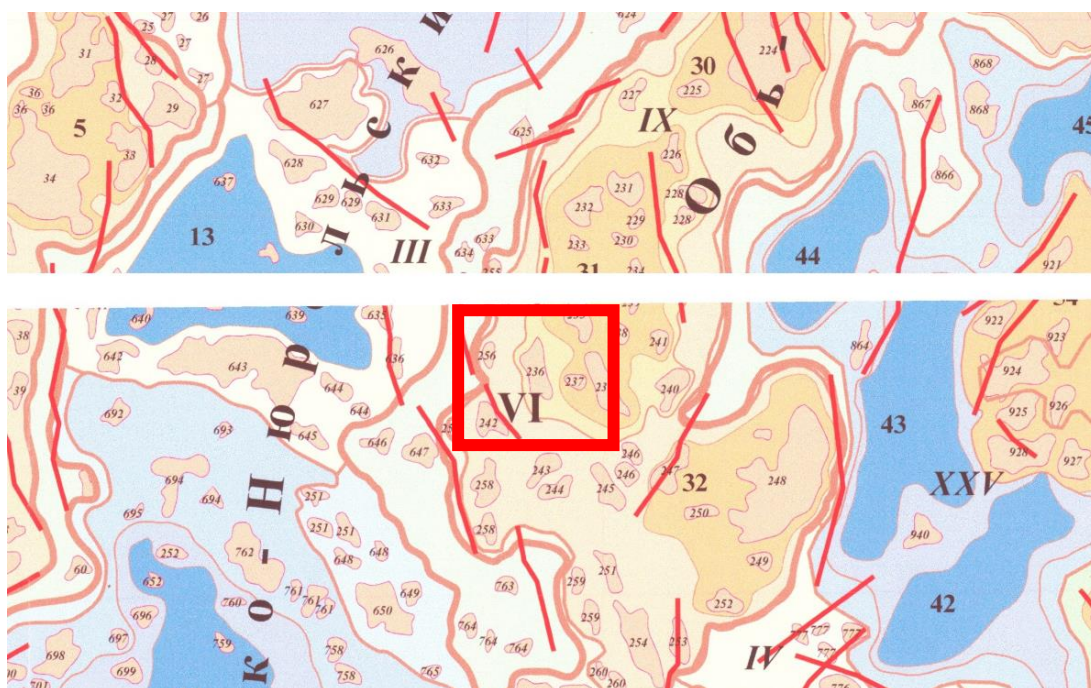


Рисунок 2.2. Фрагмент карты тектонического районирования юрского структурного яруса осадочного чехла [4]

### 2.3. Нефтегазоносность

На месторождение пробурено 36 скважин, при этом 33 из них находятся в контуре нефтеносности (это пять поисково-разведочных и 28 эксплуатационных скважин), три поисково-разведочных скважины (№ 87, 91 и 92) находятся за контуром (рис. 2.3).



Рисунок 2.3. Пуглалымског месторождение на фрагменте карты

На Пуглалымском нефтяном месторождении продуктивными являются терригенные отложения надугольной толщи – пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

Продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, который датируется оксфорд-кимериджским временем поздней юры, приурочен к терригенным коллекторам горизонта Ю1 и представлен чередованием песчаных, алевроитовых и аргиллитовых пород. Геологический разрез по линии I-I продуктивной части Пуглалымского месторождения представлен на рисунке 2.4 ниже.



## Геологический разрез по линии I-I Пуглалымского месторождения

Масштабы: горизонтальный 1 : 100000  
вертикальный 1 : 2000

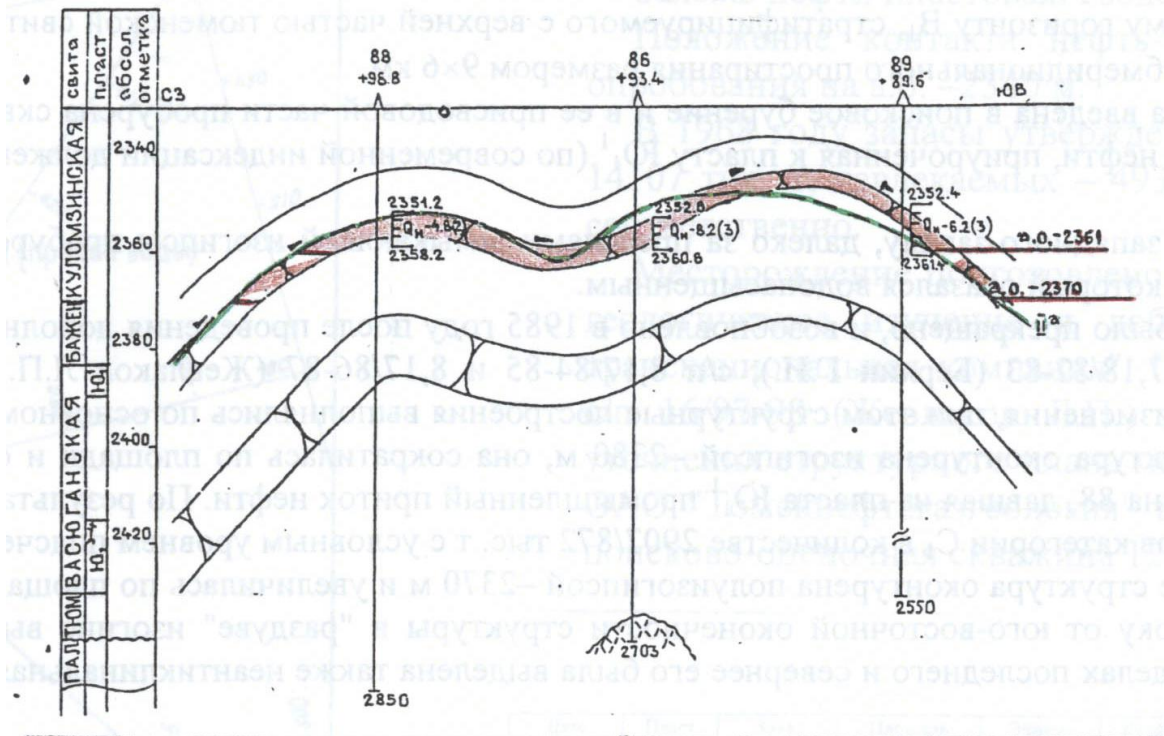


Рис. 2.4. Геологический разрез продуктивной части  
Пуглалымского месторождения

Ловушка углеводородов структурно-стратиграфического типа. Анализируя взаимосвязь коллекторов продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> с вмещающими породами. Следует отметить достаточно хорошую изоляцию его от выше- и нижележащих толщ. Верхней крышкой продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> служат аргиллиты георгиевской и баженовской свит, общая толщина которых составляет 8.0-9.5 м, а нижней - пачка непроницаемых пород толщиной 8-10 м, сложенная глинисто-алевритистыми разностями [10].

В пределах залежи продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> хорошо выдержан, его общая толщина изменяется от 3.8 до 9.2 м, в среднем составляя 6.9 м. По

данным ГИС пласт неоднородный, представлен чередованием песчаных, алевроитовых и глинистых пород. Эффективная толщина изменяется от 2.4 до 9.0 м, составляя в среднем 4.7 м; нефтенасыщенная толщина изменяется от 1.4 до 7.8 м, составляя в среднем 4.4 м. Коэффициент песчаности в пределах залежи составляет 0.7 д.ед., изменяясь по пласту от 0.4 до 1.0 д.ед.; расчлененность пласта изменяется от 1 до 5, в основном, составляя 2.2.

Нефтяная залежь пластово-сводового типа, приурочена к брахиантиклинальной складке северо-западного простирания, осложненной тремя куполовидными поднятиями, восточное крыло осложнено амплитудным тектоническим нарушением (тектонический экран), в остальной части залежь контролируется водонефтяным контактом. По изогипсе -2380 м (ВНК) размеры залежи составляют 9.9\*8.5 км, высота – 32.3м [10].

Водонефтяной контакт по залежи установлен на а.о. -2380.0 м по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка с учетом результатов опробования в скв. № 93. В ноябре 1991 г. при испытании в открытом стволе в интервале с а.о. -2372.6 - 2382.8 м [9].

Уровень ВНК на основной залежи принят по скв. № 93 (а.о. -2380 м), в которой при испытании интервала а.о. -2369 -2386 м получена пластовая вода с пленкой нефти ( $Q_v=17.3$  м<sup>3</sup>/сут), наиболее вероятно, что уровень ВНК основной залежи на а.о. -2377 м, по результатам опробования и данным ГИС скв. № 344.

У залежи в районе скважины № 90 при испытании из интервала а.о. 2361 -2365 м, получена нефть с газом дебитом 1.71 м<sup>3</sup>/сут, принимая свой уровень ВНК по данной залежи по подошве последнего проницаемого нефтенасыщенного пропластка в скв. № 90 раздел нефть - вода в этом районе проходит на а.о. -2365 м.

Нефтяная залежь пластово-сводового типа, приурочена к



брахиантиклинальной складке северо-западного простирания, осложненной тремя куполовидными поднятиями, восточное крыло осложнено амплитудным тектоническим нарушением (тектонический экран), в остальной части залежь контролируется водонефтяным контактом. По изогипсе -2380 м (ВНК) размеры залежи составляют 9.9\*8.5 км, высота – 32.3м. Нефтенасыщенная толщина достигает максимального значения в скв. № 330 (7.8 м). Залежь характеризуется незначительной по площади водонефтяной зоной (18.7 % от общей площади) [1].

На Пуглалымском месторождении песчаники продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, вскрыты 36 скважинами, при этом 33 из них находятся в контуре 23 нефтеносности (это пять поисково-разведочных и 28 эксплуатационных скважин), три поисково-разведочных скважины (№ 87, 91 и 92) находятся за контуром.

Нефтеносность пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> установлена при испытании скважины № 86. Из интервала с а.о. -2352.6 -2360.6 м был получен приток нефти (8.2 м<sup>3</sup>/сут) (Дшт=3 мм) с небольшим количеством газа (4.6 м<sup>3</sup>/сут) при пластовом давлении 24.2 Мпа [2].

Таблица 2.1. Характеристика продуктивных залежей Пуглалымского месторождения

Пласт	Тип залежи	Размеры залежи, м х м	Площадь залежи, 103 м <sup>2</sup>	Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м	Абсолютная отметка ВНК, м	Высота залежи, м
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	пластовая сводовая, тектоническая и экранирующая.	9 900 х 8 500	33 556	-2359.5 (-2347.7 -2375.7)	-2380.0	32.3

#### 2.4. Петрофизическая характеристика разреза

С целью наиболее полного изучения коллекторских свойств, подсчетных параметров, а также выяснения петрофизических связей и решения вопросов стратификации разреза на Пуглалымском месторождении отбор керн проводился из отложений нижнего мела (куломзинская свита), верхней и средней юры (баженовская, георгиевская, васюганская и тюменская свита).

Керн отобран в каждой из восьми поисково-разведочных скважин, пробуренных с 1971 по 1991 гг. в пределах Пуглалымского месторождения. В 2007 г. керн (со 100 % выносом) отобран в двух эксплуатационных скважинах: № 336 и № 348 [11].

На месторождении всего с отбором керн пройдено 627.4 м, линейный вынос керн составил 371.2 м (59.12 %).

Исследования керн по поисково-разведочным скважинам включали литологическое описание пород, лабораторные определения коэффициентов открытой пористости, абсолютной газопроницаемости, остаточной водонасыщенности и карбонатности. Кроме этого, был сделан гранулометрический анализ, определена объемная плотность образцов и проведены замеры интервального времени пробега продольной волны по породе и электрических параметров горной породы.

В 2007 г. отобран керн из эксплуатационных скважин №№ 336 и 348 (интервал залегания продуктивного пласта был пройден на РНО) для уточнения подсчетных параметров, установления закономерностей в распределении пород-коллекторов как по площади, так и по разрезу, а также получения данных по совместному течению воды и нефти (фазовые проницаемости) и определению остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения при вытеснении нефти водой [14].

Степень охарактеризованности керном продуктивных отложений, диапазон изменения коллекторских свойств в целом и их средние значения приведены в таблице ниже (таблица 2.2).

Таблица 2.2. Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследований образцов керна [4]

Параметр	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	
	По нефтяной части	По пласту в целом
<b>Коэффициент пористости</b>		
Количество скважин	7	9
Охарактеризованная эффективная толщина, м	24.8	38.2
Количество определений	69	104
Минимальное значение, единиц	0.090	0.090
Максимальное значение, единиц	0.210	0.210
Среднее значение, единиц	0.146	0.150
<b>Коэффициент проницаемости</b>		
Количество скважин	7	9
Охарактеризованная эффективная толщина, м	27.8	38.2
Количество определений	76	91
Минимальное значение, единиц	0.300	0.300
Максимальное значение, единиц	36.890	36.890
Среднее значение, единиц	6.510	6.530
<b>Водоудерживающая способность</b>		
Количество скважин	7	9
Охарактеризованная эффективная толщина, м	24.8	38.2
Количество определений	57	79
Минимальное значение, единиц	0.265	0.265
Максимальное значение, единиц	0.750	0.750

### 3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Промышленная нефтеносность связана с терригенными отложениями надугольной толщи васюганской свиты – пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>. Исследования проводились в необсаженных скважинах.

Месторождение было открыто в 1971 г, поисковой скважиной № 86, пробуренной в центральной части структуры. В промышленной разработке находится с февраля 2005 г [8].

Продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, который датируется оксфордкимериджским временем поздней юры, приурочен к терригенным коллекторам горизонта Ю<sub>1</sub> и представлен чередованием песчаных, алевроитовых и аргиллитовых пород. Ловушка углеводородов структурностратиграфического типа. Анализируя взаимосвязь коллекторов продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> с вмещающими породами, следует отметить достаточно хорошую изоляцию его от выше- и нижележащих толщ. Верхней крышкой продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> служат аргиллиты георгиевской и баженовской свит, общая толщина которых составляет 8.0-9.5 м, а нижней – пачка непроницаемых пород толщиной 8-10 м, сложенная глинистоалевритистыми разностями.

В пределах залежи продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> хорошо выдержан, его общая толщина изменяется от 3.8 до 9.2 м, в среднем составляя 6.9 м. По данным ГИС пласт неоднородный, представлен чередованием песчаных, алевроитовых и глинистых пород. Эффективная толщина изменяется от 2.4 до 9.0 м, составляя в среднем 4.7 м; нефтенасыщенная толщина изменяется от 1.4 до 7.8 м, составляя в среднем 4.4 м. Коэффициент песчаности в пределах залежи составляет 0.7 д.ед., изменяясь по пласту от 0.4 до 1.0 д.ед.; расчлененность пласта изменяется от 1 до 5, в основном, составляя 2.2.

Вскрытие продуктивных пластов Пуглалымского месторождения осуществлялось с применением глинистого раствора с параметрами плотности равной 1.1 г/см<sup>3</sup> и вязкости равной 26 секунд с водоотдачей 4.6

см<sup>3</sup> за 30 минут [12].

Комплекс методов геофизических исследований по всему стволу включал в себя следующие методы в масштабе 1:200:

Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ, W), термометрия, стандартный каротаж (ПС, БКЗ, МКЗ, БК, МБК), индукционный каротаж, акустический каротаж (АКЦ), кавернометрия, инклинометрия, резистивиметрия.

Коллекторы в рассматриваемом пласте сложены песчаниками и песчаниками карбонатизированными, а неколлекторы представлены глинами.

Коллектора выделялись по показаниям комплекса методов ГИС. При этом, как можно видеть из представленной каротажной диаграммы, на против коллекторов регистрируются изменения удельного электрического сопротивления (показания увеличиваются) и изменения напряжения (ПС падает).

Если говорить о численных значениях, то показания по методу ПС изменяются для коллекторов от 20 мВ до 5 мВ, показания индукционного каротажа от 200 мОм/м до 500 мОм/м, а показания ГК характеризуются значениями от 2 мкР/час до 4 мкР/час.

При этом, для коллекторов, как баженовской, так и васюганской свит, характерны одни и те же изменения показаний методов кроме показаний ГК – в баженовской свите прослеживаются высокие показания, а в Васюганской низкие для коллекторов.

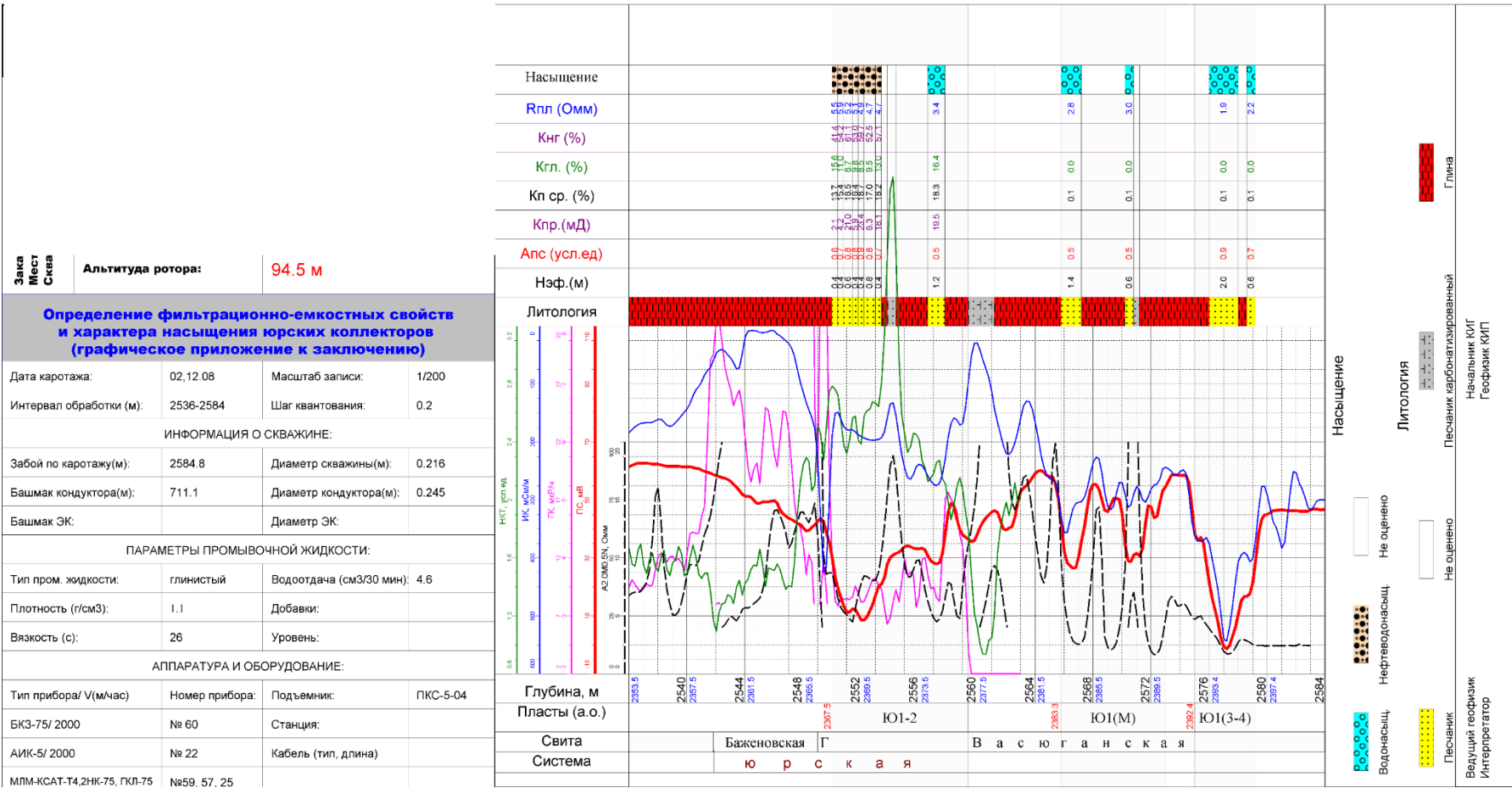


Рисунок 3.1 Каротажная диаграмма Пулгалымского месторождения

## 4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

### 4.1. Задачи геофизических исследований

На запроектированном участке работ перед ГИС стоят следующие геологические задачи:

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

### 4.2. Обоснование объекта исследований

При разведочных работах в Западной Сибири объектами исследования считаются локальные поднятия и литологические ловушки.

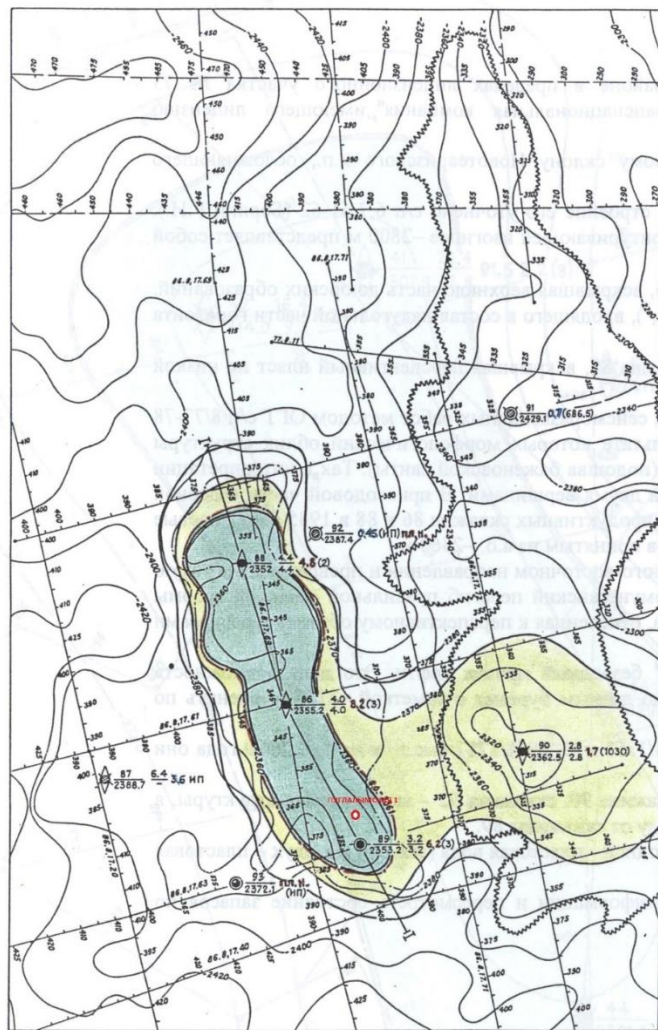
При выборе участка работ была привлечена структурная карта с расположением скважин Пуглалымского месторождения. Объектом исследования являются продуктивные пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Запроектированная скважина располагается на севере района и обозначена как ПУГЛАЛЫМСКАЯ 1. Бурение скважины проектируется глубиной 2780 м с забоем в тюменских отложениях. Целю будет являться доразведка и уточнение исходных данных ввиду недостаточной изученности.



Масштаб: 1 : 50000

км 0,5 1 1,5 2 км



**Условные обозначения:**

- 86 \_\_\_\_\_ номер скважины
- 2355,2 \_\_\_\_\_ абс. отметка кровли пласта
- 4,0 \_\_\_\_\_ эффективная толщина пласта
- 4,0 \_\_\_\_\_ эф. нефтенасыщенная толщина пласта
- 8,3 (3) - дебит нефти (диаметр штуцера)
- 0,7 (687) - дебит воды (динамический уровень)
- Скважины:
- ⊙ - разведочная, давшая воду, ликвидированная
- ⬤ - поисковая, давшая нефть, в консервации
- - в испытании
- — — — — линии сейсмических профилей
- — — — — изогипсы отражающего горизонта Па (подшва баженоской свиты) с/п 8,17/86-87, Жевлаков Л.П.
- — — — — изогипсы кровли пласта по данным бурения
- ⋈ - границы НАЛ
- I — I - линия геологического разреза
- - - - - внешний контур нефтеносности
- - запасы нефти категории С<sub>1</sub>
- - запасы нефти категории С<sub>2</sub>
- — — — — отражающий сейсмогоризонт
- ⬆ - скважины, пробуренные в плоскости разреза
- ⤴ - залежь нефтяная
- Е - интервал испытания в колонне
- Q<sub>н</sub> (3) - дебит нефти (диаметр штуцера)
- ▬ - аргиллиты баженоской свиты
- ▬ - песчаники

с/п 8,17/86-87, Жевлаков Л.П.

Рисунок 4.1. Схема размещения проектной скважины ПУГЛАЛЫМСКАЯ 1 на Пуглалымском месторождении на структурной карте по отражающему горизонту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

**4.3. Физико-геологическая модель исследования**

Для обоснованного проектирования геофизических работ и выбора комплекса методов вводится понятие «физико-геологическая модель» (ФГМ) объекта исследований.

Необходимые методы ГИС для расчленения разреза на проектируемом участке работ следующие: электрометрия (ПС, КС, МБК, БК, БКЗ, ИК),

радиометрии (ГК, НГК), акустический метод (АК) кавернометрия (КВ).

Для определения ФЕС коллектора применяются следующие методы ГИС: ПС, ГК, НГК, АК.

Характер насыщения коллекторов и определение местоположения ВНК при наличии зоны проникновения определяются БКЗ, БК, ИК, НГК, МБК.

Для продуктивного пласта Пуглалымского месторождения, была построена физико-геологическая модель. Данная модель содержит литологию данного пласта и характерные кривые вышеперечисленных методов.

Признаками определения межзернового терригенного неглинистого коллектора является:

- сужения ствола скважины за счёт глинистой корки (кавернометрия  $d_c$ );
- отрицательная аномалия на диаграмме ПС (если сопротивление фильтрата больше сопротивления пластовой воды);
- положительного приращения диаграмме микрозондов (сопротивление МПЗ > сопротивление МГЗ);
- водонасыщенные породы обладают меньшими показаниями кажущегося сопротивления (КС), а нефте- и газонасыщенные высокими сопротивлениями;
- если при увеличении длины зонда (БКЗ), показания сопротивлений увеличивается, следовательно, коллектор - нефтенасыщенный, в противном случае водонасыщенный;
- минимальные показания на диаграмме ГК;
- средние показания на диаграмме НГК. Исключение составляют газоносные коллекторы с неглубокой зоной проникновения. В этом случае показания НГК не отличаются от показаний в плотных породах;
- увеличение интервального времени на диаграмме акустического каротажа (АК).

Таким образом, необходимый комплекс ГИС для исследования нашей

проектируемой скважины в зоне продуктивных пластов представлен на рисунке 4.2 ниже.

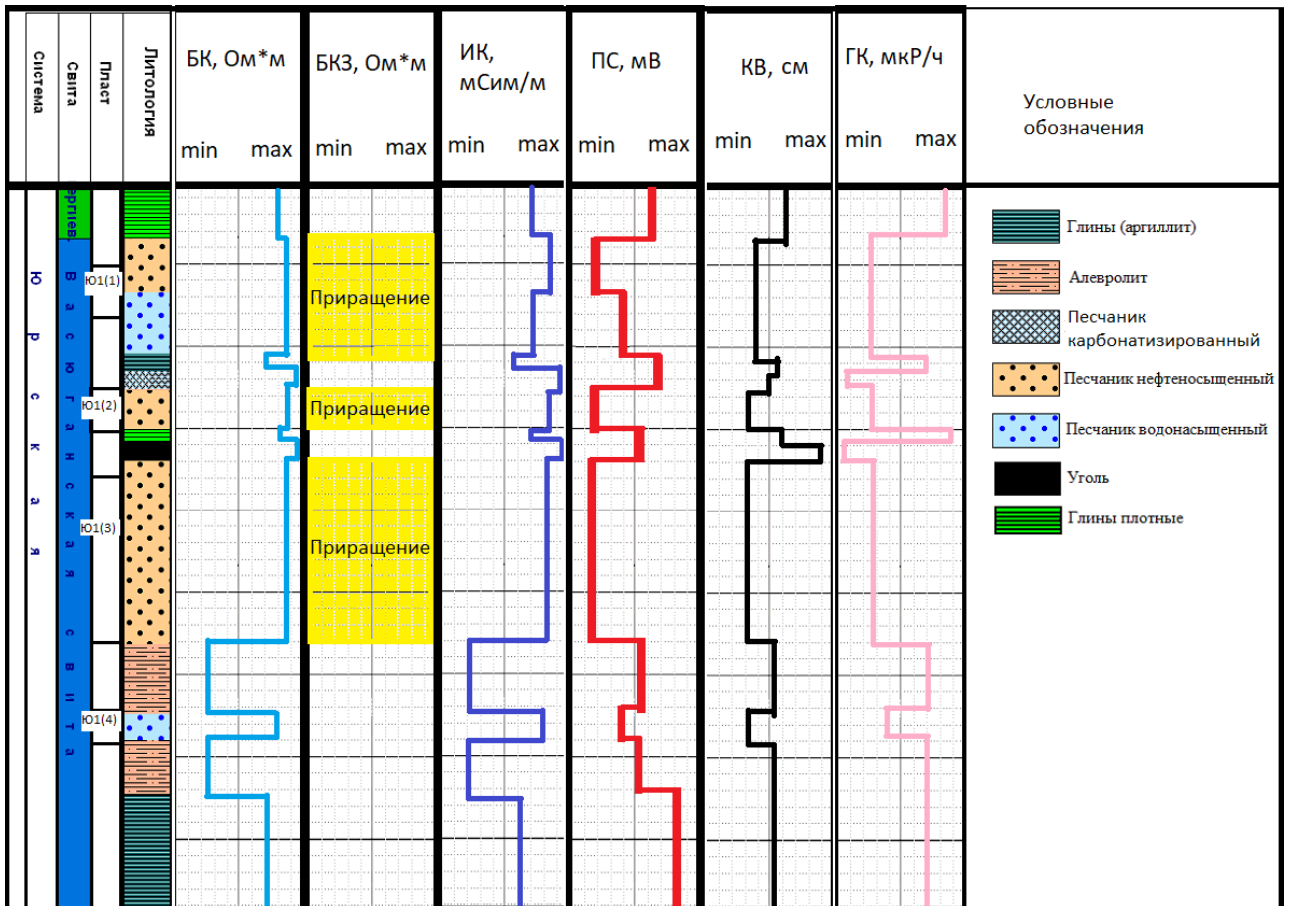


Рисунок 4.2. Физико-геологическая модель проектируемой скважины ПУГЛАЛЫМСКАЯ 1

## 5. НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ РАЗДЕЛ

### 5.1. Методика проектных геофизических работ

Промыслово-геофизические исследования проводились, в основном, в необсаженных скважинах, заполненных глинистым раствором.

Поисково-разведочные скважины в интервале продуктивного пласта бурились долотами диаметром 190-216 мм. При бурении в качестве промывочной жидкости использовался глинистый раствор с уд. весом - 1.10-1.23 г/см<sup>3</sup>, вязкостью - 25-35 сек, водоотдачей - не более 5-10 см<sup>3</sup> за 30 мин и удельным электрическим сопротивлением (УЭС) 1.6-3.6 Омм [5].

Эксплуатационные скважины в интервале продуктивного пласта бурились долотами диаметром 216 мм. При бурении в качестве промывочной жидкости использовался глинистый раствор с уд. весом - 1.10-1.12 г/см<sup>3</sup>, вязкостью – 26-50 сек, водоотдачей – 4.5-7.0 см<sup>3</sup> за 30 мин и удельным электрическим сопротивлением 1.2-2.4 Омм. В скв. №№ 336 и 348 в интервале отбора керна проходка велась с использованием РНО [21].

Разнообразие и полнота комплекса ГИС, проведенного в 22-х скважинах Пуглалымского месторождения, определялись временем проведения каротажа и назначением скважин, при этом качество материалов ГИС, использованных для подсчета запасов, в основном, удовлетворяет требованиям технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах. К недостаткам следует отнести отсутствие в шапках передаваемых LAS-файлов сведений о типе применяемой аппаратуры, зондах. Все это приводит к определенным трудностям при проведении количественной интерпретации данных ГИС, например, при обработке индукционного каротажа, когда требуется точное знание применяемой аппаратуры.

Стандартный каротаж был выполнен во всех скважинах месторождения в масштабе глубин 1:500 (по всему стволу) и 1:200 в интервале продуктивного пласта. Измерения проводились стандартной аппаратурой с использованием

зондов А2.0М0.5N; М0.5N2.0А и N11.0М0.5А с одновременной записью кривой ПС. Качество материалов хорошее. Диаграммы стандартного каротажа применялись для расчленения разреза, корреляции пластов, визуальной характеристики электрических свойств продуктивного пласта и пород-покрышек, выделения коллекторов в комплексе с другими методами, оценки эффективной толщины и различных геологических построений. Метод ПС использовался для расчета коэффициента пористости (смотри приложения: рис. 1-3 (каротажные диаграммы)).

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проводилось набором подошвенных градиент-зондов А0.4М1.0N(Г31), А1.0М0.1N(Г32), А2.0М0.5N(Г33) А4.0М0.5N(Г34), А8.0М1.0N(Г35) и одним потенциал-зондом N11.0М0.5А в масштабе глубин 1:200. Замеры БКЗ проведены в 21 скважине, в скв. № 2В запись отсутствует. Одновременно с записью БКЗ проводилась запись кривой ПС. Диаграммы БКЗ использовались для определения удельного электрического сопротивления коллекторов, для уточнения ВНК. Кривые БКЗ хорошо дифференцированы и достаточно четко расчленяют разрез.

Микрозондирование (МКЗ) выполнено в интервале проведения БКЗ микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М в масштабе глубин 1:200. Диаграммы микрозондов в комплексе с другими видами каротажа использовались для выделения коллекторов и оценки их эффективной толщины по качественным признакам. Диаграммы хорошо дифференцированы, но, к сожалению, микрокаротаж был проведен только в 8-ми поисково-разведочных скважинах и в эксплуатационной скв. №336.

Боковой каротаж (БК) был записан практически во всех скважинах (кроме скв. №№ 86 и 87) в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200. Качество записи удовлетворительное (масштаб логарифмический), диаграммы использовались для уточнения границ прослоев коллекторов.

Микробокковой каротаж (МБК) проводился в семи скважинах: № 88,89,90,91,92, 93 и 336 в интервале БКЗ в масштабе глубин 1:200. Кривые хорошего качества (масштаб логарифмический), что позволяет использовать диаграммы МБК для уточнения эффективной толщины неоднородных коллекторов продуктивного пласта.

Индукционный каротаж (ИК) проводился в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200 практически во всех скважинах, кроме скв. №№ 87 и 88. Качество материалов хорошее (запись в логарифмическом масштабе). На Пуглалымском месторождении ИК является основным методом при определении удельного электрического сопротивления горных пород и оценки характера насыщения коллекторов (смотри приложения: рис. 1(каротажная диаграмма)).

Радиоактивный каротаж (НГК или НКт в двухзондовой модификации) и ГК проводился во всех скважинах месторождения, кроме скв. № 2В, а ГГКп (только в скв. №№ 89,90 и 343) в открытом стволе в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200 (по скв. № 88,337 и 338 есть замеры в масштабе 1:500 по всему стволу скважины). В поисково-разведочных скважинах, пробуренных в 1971-1991гг, для записи диаграмм РК (НГК+ГК) использовалась аппаратура типа ДРСТ, скорость регистрации кривых 180-350 м/ч. В эксплуатационных скважинах, где проводился НКт (в двухзондовой модификации), тип регистрирующей аппаратуры и скорость регистрации кривых неизвестны. Качество материалов РК удовлетворительное, что позволило использовать эти диаграммы для оценки литологии разреза (по всем скважинам) и определения коэффициента пористости коллекторов (по тем скважинам, где имелись кривые водородосодержания) (смотри приложения: рис. 1-3 (каротажные диаграммы)).

Акустический каротаж был проведён в 8-ми скважинах месторождения (№№ 88-93,336,343) в масштабе глубин 1:200 и использовался при

количественной интерпретации данных ГИС. Качество материалов удовлетворительное. Правильность масштаба записи диаграмм АК определялась по характерным значениям величин интервального времени в эталонных средах (в глинистых породах и плотных песчаниках). В случае отклонения показаний кривой АК от этих значений проводилась корректировка масштаба записи диаграмм.

Для определения качества сцепления цементного камня с обсадной колонной и породой в обсаженных скважинах проводилась акустическая цементометрия (АКЦ). С целью определения высоты подъема цемента за колонной проводилась термометрия [1].

В скважинах № 88,90,91,93 и 343 максимумы кривых распределения соответствуют максимуму, определенному в глинистых породах, в этих скважинах корректировка масштаба записи не требуется. Корректировка масштаба записи диаграмм АК была произведена в скв. № 89,336 и 92, где распределение величин интервального времени не совпало с эталонным распределением. В случае смещения кривой распределения в сторону увеличения  $\Delta T$  - из показаний на диаграмме АК вычиталось значение поправки, соответствующее разнице между максимумами эталонного распределения и распределения корректируемой скважины. В скв. № 89 величина поправки составляет «+20», а в скв. № 92 и 336 – «-20».

Кавернометрия (КВ) проводилась во всех поисково-разведочных скважинах и в скв. № 336 в масштабе глубин 1:200 и 1:500 в интервале проведения БКЗ, применялась для выделения коллекторов и определения их эффективной толщины по наличию глинистой корки. Качество материалов хорошее.

Инклинометрия проводилась по всему стволу пробуренных скважин. Точечные замеры в скважинах осуществлялись через 10-25 м. Замеры инклинометрии использовались для внесения поправок за кривизну скважин

при структурных построениях. Заказчиком были переданы данные по инклинометрии по 15 скважинам из 22, пробуренных на месторождении. Скважины, по которым инклинометрия отсутствует (это все поисково-разведочные скважины, кроме № 91), были приняты как вертикальные.

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) проводилось только в скв. № 345 в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200 с одновременной записью кривой ПС, использовалось для качественной интерпретации.

Резистивиметрия (РВ) с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости в стволе проводилась во всех скважинах (кроме № 86 и 87) в интервале БКЗ в масштабе глубин 1:200. Качество скважинных приборов контролировалось замерами лабораторного резистивиметра.

В семи скважинах месторождения были проведены замеры микрокавернометрии (МКВ). С целью определения качества сцепления цементного камня с обсадной колонной и породой в обсаженных скважинах проводилась акустическая цементометрия (АКЦ).

Термометрия проводилась с целью определения высоты подъема цемента за колонной. Диаграммы ОЦК и термометрии при интерпретации не использовались (смотри приложения: рис. 2 и рис. 3 (каротажные диаграммы)) [3].

Термобарические условия проведения ГИС изменялись по разрезу в широких пределах: естественная температура достигала +100°C в пластах, вскрывших юрские и палеозойские отложения, а пластовые давления были близки к нормальным гидростатическим. Сведения о химическом составе пластовых вод по разрезу месторождения приводятся в разделе 6.

К недостаткам геофизических работ, выполненных на Пуглалымском месторождении, следует отнести отсутствие или недостаточный объем исследований новыми методами (АК, ГГКп, ВИКИЗ) на стадии поисково-



разведочных работ, отсутствие работ по контролю за качеством испытаний методами ГИС.

В целом, качество материалов ГИС оценивается как хорошее, что объясняется достаточно благоприятными геологическими, гидрогеологическими, термобарическими условиями и технологией бурения. Комплекс ГИС является вполне достаточным для проведения количественной интерпретации, уверенного выделения коллекторов и оценки их эффективных толщин по качественным признакам, а совместное использование результатов интерпретации ГИС, исследований керна и опробований скважин позволяет решать задачи литологического расчленения разреза, обоснования ВНК и определения подсчетных параметров.

При контроле над разработкой Пуглалымского месторождения промыслово-геофизические методы применяются, в основном, для решения следующих задач: определения профиля приемистости пласта; определения технического состояния скважин.

В процессе организации контроля над разработкой с 2005 г. выполнено: четыре исследования по определению профиля приемистости в скважинах № 89, 340, 344, 348 в 2011 г. и шесть (№№ 88, 317, 320, 326, 329, 348) в 2013г. В процессе исследований признаки нарушения герметичности эксплуатационной колонны скважин не отмечены [13].

## 5.2. Интерпретация геофизических данных

При оперативном подсчете запасов в 1990 года была проведена количественная обработка пяти поисковых (№ 86,87,88,89,90) и трех разведочных (№№ 91,92,93) скважин. Но проанализировать прежние петрофизические зависимости и сравнить их с вновь полученными не представляется возможным из-за отсутствия текстовой части отчета предыдущего (оперативного) подсчета запасов.

Появление нового материала, полученного при проведении ГИС в 12-ти эксплуатационных скважинах, пробуренных в 2007 году, и отбор керн из скважин № 336 и 348 обусловили необходимость проведения нового петрофизического анализа (для обоснования основных петрофизических зависимостей) и на этой основе проведения комплексной количественной переинтерпретации всех материалов ГИС по единой методике [13].

Количественная интерпретация данных ГИС проводилась по 20 скважинам, вскрывшим продуктивный терригенный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, приуроченный к песчаным коллекторам верхней надугольной толщи верхневасюганской подсвиты.

**Целью** обработки данных являлось: оценка литологического состава пород; выделение коллекторов и оценка эффективных нефтенасыщенных толщин; оценка коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, проницаемости, глинистости коллекторов; уточнение положения водонефтяного контакта.

Количественная интерпретация ГИС проводилась в поточечном режиме в программе «Геопоиск» и в интервалах выделенных коллекторов усреднялась. Результаты обработки геофизических данных по скважинам, участвующим в подсчете запасов, представлены в таблице 5.1 [15].

### **Выделение коллекторов и оценка эффективных толщин**

Корреляция пластов и расчленение по литологии разреза скважин Пуглалымского месторождения проводились по данным описания керн и по материалам всего имеющегося комплекса ГИС.

К коллекторам продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> юрского горизонта, которые характеризуются межзерновой пористостью, относятся песчаники и алевролиты, обладающие прямыми качественными признаками проникновения в них фильтрата промывочной жидкости, которые устанавливаются по данным стандартного комплекса ГИС в необсаженных

скважинах и однозначно указывают на проницаемость пластов и наличие в них подвижного флюида [4].

К прямым качественным признакам относятся:

- сужение ствола скважины против пласта-коллектора вследствие образования глинистой или шламовой корки на границе скважина-порода, которое фиксируется по данным кавернометрии;

- отрицательные аномалии ПС;

- наличие радиального градиента сопротивления, устанавливаемое путем сравнения показаний однотипных разноглубинных зондов (МКЗ, БКЗ, БК и МБК, ВИКИЗ);

- уменьшение естественной гамма-активности.

Разделение малопористых плотных песчано-алевритовых пород и слабосцементированных коллекторов уточнялось по характерным показаниям на диаграммах радиоактивного (НГК, ГК, НКт, ГГКп) и акустического каротажа (АК). В эффективную толщину коллекторов, выделяемых по прямым качественным признакам, не включались прослой плотных непроницаемых пород (известковистые разности и глинистые алевриты), которые уверенно выделялись по высоким показаниям на диаграммах фокусированных методов электрического каротажа (БК, МБК, ИК) и диаграммах НГК (НКт). Углистые прослой выделялись при сопоставлении данных радиоактивных методов (низкие показания по НГК и ГК) и методов сопротивлений (высокие показания УЭС).

Породы-коллекторы продуктивного пласта  $Ю_1^{1-2}$  характеризуются отрицательной амплитудой ПС, промежуточными значениями показаний (между глинами и плотными породами) по диаграммам радиоактивных, акустических методов и методов сопротивлений, наличием положительных приращений на диаграммах микрозондов. Точность отбивки проницаемых интервалов по разрезу скважин - 0.2 м [11].

На подсчётном плане 1990 г. в скв. № 93 эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 6.0 м (хотя указана глубина вскрытия продуктивного пласта -2376.0 м, а абс. отм. ВНК – 2380.0 м и в 4 м толщины между кровлей пласта и ВНК никак не уложатся 6.0 м эффективной нефтенасыщенной). Значение эффективной нефтенасыщенной толщины явно завышено, по ГИС должно быть 3.1м, тем более что при опробовании интервала коллекторов в открытом стволе (ИП) в интервале -2368.9 - 2385.9 была получена пластовая вода с небольшим количеством нефти (5-10%) и нижние коллектора расположены ниже отметки принятого ВНК -2380.0 м.

Таблица 5.1. Сопоставление эффективных толщин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> по скважинам №№ 86-93

№ скв.	Подсчет запасов 1990г.		Подсчет запасов 2009г.	
	Н эфф., м	Н нефт., м	Н эфф., м	Н нефт., м
86	4.0	4.0	3.5	3.5
87	6.4	-	6.5	-
88	4.4	4.4	4.6	4.6
89	3.2	3.2	3.5	3.5
90	2.4	2.4	2.4	2.4
91	1.6	-	2.6	-
92	3.5	-	4.6	-
93	6.0	6.0	4.5	3.1

### **Оценка характера насыщенности коллекторов**

Определить ВНК в коллекторах продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Пуглалымского месторождения на качественном уровне по имеющемуся комплексу ГИС не представляется возможным. Так в скв. № 93, единственной скважине, расположенной в водонефтяной зоне, коллектора продуктивного пласта попадают в переходную зону (т.е. зону постепенного замещения нефти водой), по которой нет возможности однозначно оценить характер насыщения

коллекторов по ГИС без учета результатов опробования [19].

Для оценки характера насыщения коллекторов Пуглалымского месторождения использовался метод сопоставления результатов испытания коллекторов с различной глинистостью (по  $A_{сп}$ ) и степени насыщения нефтью (по  $r_{п}$ ). Для достоверной оценки характера насыщения продуктивного пласта  $Ю_1^{1-2}$  и установления критических величин удельного электрического сопротивления (УЭС), при которых при испытании будет получен приток безводной нефти, нефти с водой или приток воды, была построена зависимость  $r_{п}=f(A_{пс})$ , позволяющая обосновать критические значения УЭС для нефти ( $r_{пн}$ ), воды ( $r_{пв}$ ) и определить значения УЭС внутри переходной зоны. Исходные данные для построения этой зависимости приведены в табл.5.2.

Таблица 5.2. Исходные данные для построения зависимости  $p_{п}=f(A_{пс})$   
для продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>

№ скв.	Границы проницаемых прослоев, м		Эффект. толщина, м	R <sub>п</sub> , Омм	A <sub>пс</sub> , д.ед.	Характер насыщения ГИС	Результаты опробования
86	2449.8	2453.3	3.5	6.72	0.75	нефть	нефть
87	2483.0	2488.3	5.3	2.79	0.81	вода	пласт.вода
	2489.1	2490.3	1.2	2.97	0.60	вода	
88	2451.7	2453.4	1.7	5.78	0.79	нефть	нефть
	2453.4	2455.2	1.8	5.63	0.62	нефть	
89	2443.4	2444.4	1.0	10.96	0.73	нефть	нефть с газом
	2444.4	2445.8	1.4	8.99	0.45	нефть	
	2449.9	2451.0	1.1	7.73	0.61	нефть	
90	2452.5	2454.3	1.8	6.94	0.53	нефть	нефть с газом
91	2524.1	2525.8	1.7	2.86	0.68	вода	пласт.вода
	2527.6	2528.5	0.9	3.02	0.54	вода	
92	2484.2	2487.4	3.2	3.00	0.76	вода	пласт.вода
	2489.2	2490.6	1.4	2.97	0.43	вода	
93	2471.6	2473.4	1.8	4.72	0.77	н+в	пласт.вода с нефтью
	2473.4	2474.7	1.3	5.15	0.55	н+в	
335	2828.6	2832.6	4.0	5.59	0.71	нефть	нефть
336	2651.2	2652.2	1.0	5.75	0.59	нефть	нефть
	2652.6	2653.6	1.0	4.82	0.60	н+в	
	2654.0	2654.8	0.8	4.92	0.47	н+в	
	2658.0	2658.8	0.8	4.54	0.48	н+в	
337	2598.6	2600.3	1.7	10.30	0.69	нефть	нефть
338	2654.4	2655.9	1.5	7.79	0.77	нефть	нефть
	2655.9	2657.5	1.6	7.74	0.74	нефть	
339	2641.0	2644.9	3.9	4.27	0.70	н+в	н+в
340	2505.4	2506.5	1.1	8.62	0.74	нефть	н+в
	2508.2	2509.5	1.3	5.12	0.62	н+в	
	2512.0	2512.8	0.8	4.23	0.62	н+в	
341	2500.4	2502.4	2.0	8.51	0.75	нефть	нефть
	2503.4	2505.3	1.9	7.74	0.52	нефть	
	2506.6	2507.8	1.2	6.62	0.67	нефть	
342	2619.6	2621.9	2.3	6.45	0.72	нефть	нефть
343	2453.0	2454.6	1.6	9.22	0.71	нефть	нефть
	2456.2	2457.3	1.1	6.35	0.57	нефть	
	2459.6	2461.0	1.4	4.04	0.75	н+в	
344	2671.6	2673.0	1.4	6.60	0.70	нефть	н+в
	2675.0	2676.0	1.0	4.34	0.62	н+в	
	2678.0	2679.2	1.2	4.02	0.68	н+в	
345	2583.4	2585.0	1.6	7.09	0.74	нефть	нефть
	2589.4	2590.4	1.0	6.05	0.64	нефть	
348	2550.2	2553.6	1.8	5.20	0.80	нефть	нефть
	2552.0	2553.6	1.6	5.35	0.70	нефть	

Анализ графика, приведенного на рис. 5.1, показывает, что в продуктивном пласте Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> выделяется переходная зона, в которой наиболее вероятно получение смешанных притоков нефти с водой (при значениях УЭС пласта от 3 до 5.2 Омм). При значении УЭС пласта больше 5.2 Омм вероятнее

всего получение безводной нефти, при УЭС пласта меньше 3 Омм – наиболее вероятно получить приток пластовой воды [6].

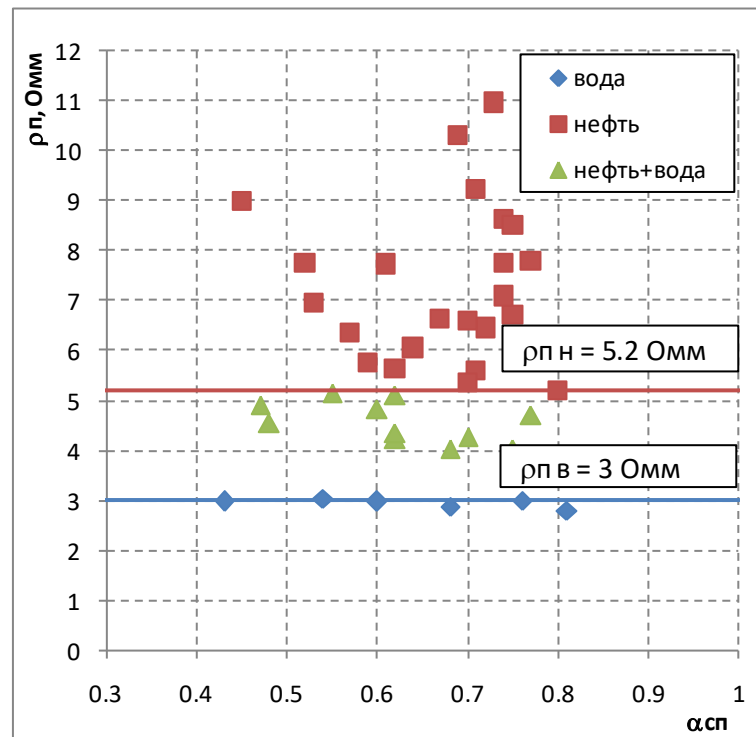


Рис. 5.1. Сопоставление удельных сопротивлений ( $r_p$ ) и относительной амплитуды ПС ( $A_{пс}$ ) для продуктивных коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>

Полученные величины УЭС, которые соответствуют нижней границе получения безводной нефти (5.2 Омм) и границе водонефтяного раздела (3 Омм), использовались при определении характера насыщения проницаемых пропластков продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Пуглалымского месторождения и при отбивке ВНК путем сопоставления величин УЭС пропластков с  $r_{п}^{кр}$ . Т.е. при  $r_p$  выше 5.2 Омм насыщение коллектора оценивалось как «нефть», при  $3.0 < r_p < 5.2$  – как «нефть с водой». При невозможности достоверного определения УЭС проницаемого пропластка (толщина меньше 0.8 м) или при получении значений УЭС, соответствующих переходной зоне (от 3 до 5.2 Омм), характер насыщения коллектора оценивался в зависимости от положения на структуре относительно обоснованного ВНК. Таблица и схема обоснования ВНК по скважинам Пуглалымского месторождения приводится

в разделе 5.

Для продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> соседнего Ключевского месторождения УЭС в пределах границ переходной зоны изменяются от 3.2 до 4.4 Омм.

### **Определение коэффициента пористости**

В 1990 году коэффициент пористости ( $K_p=0.19$  д.ед.) был принят по ГИС по данным 3-х скважин (№№ 86, 88 и 89). Из-за отсутствия текстовой и табличной части отчета по оперативному подсчету запасов неизвестно, по какому геофизическому методу проводился расчет, какая петрофизическая зависимость использовалась и почему не приводятся и не взяты в расчет значения пористости по эффективным пропласткам по скв. №№ 90 и 93, которые также находятся в контуре нефтеносности.

В представляемом отчете коэффициент пористости коллекторов продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> юрских отложений Пуглалымского месторождения определялся как по результатам исследования керна, так и по материалам ГИС: по методу ПС, по НКт, по АК, по ГГКп.

Коэффициент пористости по методу ПС рассчитывался в каждой из 20 скважин месторождения, вскрывших продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>. При расчете использовалась корреляционная зависимость «кern-ГИС»  $K_p^{кern}=f(\alpha_{пс})$ . Несмотря на небольшой объем выборки (20 точек), была установлена вполне уверенная корреляционная зависимость, которая имеет вид:

$$K_p=0.214 \cdot \alpha_{пс}+0.025.$$

Относительный параметр ПС ( $\alpha_{пс}$ ) рассчитывался по стандартной формуле, в качестве опорных использовались достаточно мощные пласты глин и чистых песчаников, которым соответствуют максимальные и минимальные значения потенциала  $U_{пс}$ .

В качестве пласта с максимальным значением потенциала  $U_{пс}$  выбирались глинистые отложения келловей-оксфордского возраста. В качестве пласта с минимальным значением потенциала  $U_{пс}$  выбирались прослой чистых



песчаников пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> или Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> верхневасюганской подсвиты [22].

Коэффициент пористости в коллекторах продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, определенный по методу ПС с учетом глинистости, изменяется от 0.116 до 0.198 д.ед., в среднем составляя 0.170 д.ед. для нефтенасыщенной части пласта.

Кроме этого, коэффициент пористости рассчитывался по данным акустического каротажа (в 8-ми скважинах) с введением поправки за глинистость по формуле [2]:

$$K_p = (\Delta T - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) - K_{гл} * ((\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск})).$$

Расчетные параметры принимались равными  $\Delta T_{ск}=170$  мкс/м (уплотненные песчаники),  $\Delta T_{ж}=620$  мкс/м,  $\Delta T_{гл}=275$  мкс/м,  $K_{гл}=0.12$  д.ед. [2].

Коэффициент пористости в коллекторах продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, определенный по методу АК с учетом глинистости, изменяется от 0.095 до 0.232 д.ед., в среднем составляя 0.16 д.ед.

Коэффициент пористости в коллекторах определялся также по радиоактивным методам: нейтронному и плотностному.

В поисково-разведочных скважинах имелись замеры НГК и ГК, но отсутствие в разрезе скважин надежных опорных пластов с известной пористостью и сведений о типах применяемой аппаратуры не позволили оценить коэффициент пористости по НГК (по методике двух опорных пластов) с учетом глинистости по ГК.

Во всех 12 эксплуатационных скважинах коэффициент пористости оценивался по методу двухзондового нейтронного каротажа по приведенной кривой водородосодержания. Коэффициент пористости, определенный по НКт, в коллекторах продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> изменяется от 0.145 до 0.223 д.ед., в среднем составляя 0.19 д.ед.

Кроме этого, по трем скважинам (№№ 89,90 и 343) коэффициент

пористости в коллекторах определялся также по гамма-гамма-плотностному методу (ГГКп). При этом использовалась корреляционная зависимость типа «кern-кern» между коэффициентом открытой пористости и объемной плотностью типа  $\delta_{в.н.}=f(Kп)$  (раздел 7.3.2), которая была получена по результатам исследования коллекции образцов керна, отобранных из эксплуатационных скважин №№ 336 и 348 (при исследовании образцов керна, отобранного из поисково-разведочных скважин, сведения о характере насыщения образцов при измерении плотности отсутствуют). Полученная зависимость и имеет вид:

$\delta_{в.н.}=-1.730 \cdot Kп+2.658$ , где  $2.658 \text{ г/см}^3$  – это средняя величина плотности скелета горной породы продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

Коэффициент пористости, определенный по ГГКп, в коллекторах продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> изменяется от 0.097 до 0.177 д.ед. (по 3-м скважинам), в среднем составляя 0.14 д.ед.

Для подсчета запасов рекомендуется принять пористость, полученную по методу ПС, так как данные этого метода хорошо согласуются с результатами исследований керна (Кп, определенный по образцам керна, отобранным из 10 скважин, равен 0.15 д.ед.) и методом ПС охарактеризованы все скважины Пуглалымского месторождения [4].

### **Определение коэффициента нефтенасыщенности**

Определение коэффициента водо(нефте)насыщенности продуктивных коллекторов Пуглалымского месторождения проводилось по стандартной методике с использованием зависимостей  $Rп=f(Kп)$  и  $Rн=f(Kв)$ . Эти зависимости были получены по данным анализов коллекции образцов керна из скважин Пуглалымского месторождения:

$$Rп=1.382 \cdot Kп^{-1.43};$$

$$Rн=1.049 \cdot Kв^{-1.74}.$$

Зависимости были получены по результатам исследования электрических

свойств керна поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

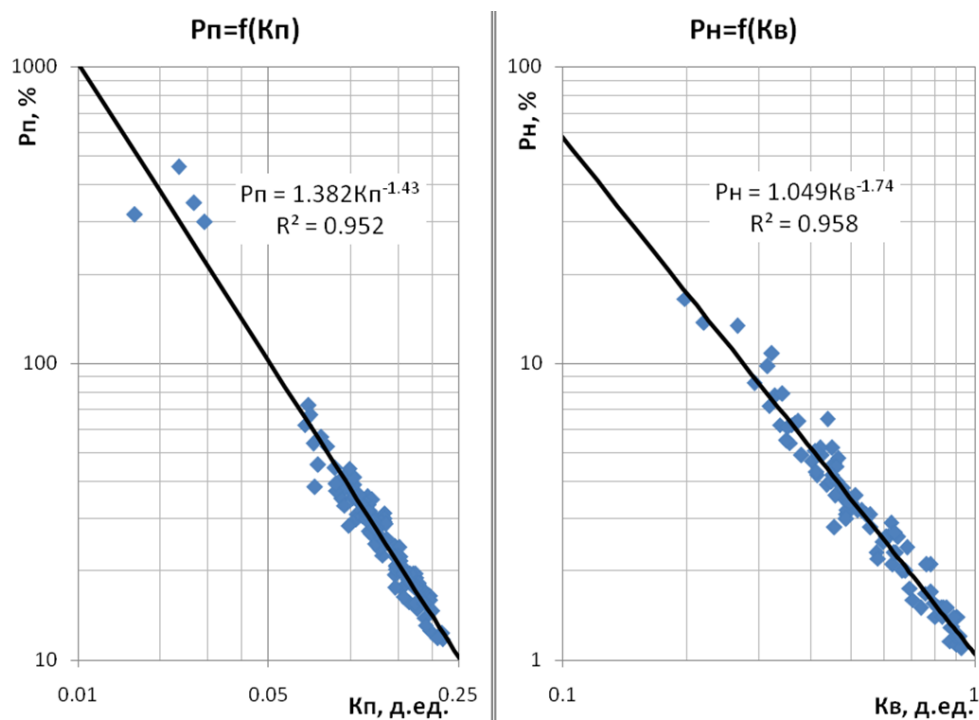


Рис. 5.2. Корреляционные зависимости  $R_n = f(K_n)$  и  $R_n = f(K_v)$  для продуктивного пласта  $Ю_1^{1-2}$

За величину  $K_v$  в случае поисково-разведочных скважин принимались значения, полученные по данным центрифугирования, в случае эксплуатационных скважин – значения, полученные по данным капилляриметрии. Там же приводится сопоставление результатов определения  $K_{vo}$  по поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам и результаты определения остаточной нефтенасыщенности ( $K_{но}$ ), полученные по методу вытеснения нефти водой при исследовании коллекции керна, отобранного из скв. №№ 336 и 348, пробуренных на РНО.

По данным анализов глубинных проб пластовой воды на Пуглалымском месторождении минерализация пластовых вод изучаемого пласта  $Ю_1^{1-2}$  (хлор-кальциевый тип по В.А.Сулину) принималась равной 42.36 г/л (по пробе, отобранной из законтурной скв. № 87). Это значение не противоречит значениям минерализации пластовой воды, полученной из юрских отложений по соседним месторождениям: так при проведении соответствующих

подсчетов запасов минерализация была принята: по Средненюрольскому месторождению - 36.7г/л, по Ключевскому - 37г/л, по Мыльдженскому - 39 г/л.

### **Определение коэффициента проницаемости**

Для определения коэффициента проницаемости ( $K_{пр}$ ) в интервалах коллекторов продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> юрских отложений Пуглалымского месторождения была использована корреляционная зависимость  $K_{пр}=f(K_{п})$ , которая была построена по данным определений этого параметра на образцах керна изучаемого месторождения.

Корреляционная зависимость  $K_{пр}=f(K_{п})$  имеет вид:

$$K_{пр}=0.004\exp(48.54K_{п}).$$

Результаты определений коэффициентов проницаемости коллекторов по скважинам Пуглалымского месторождения для каждого пластопересечения, которое охарактеризовано коэффициентом пористости.

## 6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

### Введение

Темой специального исследования является сравнение аппаратуры для проведения комплексных исследований в обсаженном стволе. Для этого были выбраны самые популярные типы аппаратуры, такие как КСА-Т, ОНИКС и СОВА.

Для сравнения аппаратуры мной было принято решение обозначить критерии, по которым необходимо сравнивать приборы. Эти критерии включают: тип (аппаратура или аппаратурный комплекс), область применения, решаемые задачи. Далее после сравнения в краткой форме будут расписаны выводы по каждой аппаратуре.

В следующих подглавах будет введено описание каждой аппаратуры по отдельности. А так, как существует множество различных сборок представленных аппаратур (СОВА и КСА-Т), то я отобрал в случайном порядке приборы именно для них, такие как СОВА-С9 и КСА-Т-7-ТЗ-/110-120/60 ВАРТА. ОНИКС представляет собой уникальный аппаратно-методический комплекс для исследований скважин и имеет полное название (АМК) ГРАНИТ-ОНИКС.

### СОВА

Итак, начнем с первой скважинной аппаратуры СОВА-С9.

Скважинный прибор СОВА-С9 *используется* для контроля за разработкой. Имеющиеся *каналы*: давление, температура, влагомер, резистивиметр, гамма-каротаж, скважинный термоиндексатор притока, локация муфт колонн [13].

*Измеряемые параметры:*

- влагосодержание в диапазоне 0-60%;
- температура в диапазоне 0-120 оС;
- давление в диапазоне 0-70 МПа;

- механическая расходомерия, в НКТ-73 в диапазоне 0,2-60 куб.м/ч;
- термоиндикации расхода, для колонн 146 мм в диапазоне 0,1-10 куб.м/ч;
- локация муфт;
- мощность экспозиционной дозы гамма-излучения в диапазоне 1-600 мкР/ч;
- удельная проводимость скважинной жидкости в диапазоне 100-60000 мСм/м.

На базе комплексного прибора возможно:

- изготовление усеченных модификаций с любым набором параметров диаметром от 26 до 80 мм;

- усиленное исполнения для работы в горизонтальных скважинах с подключением до 4 дополнительных модулей,

- кабельный манометр, манометр/термометр, термометр-резистивиметр и т.д.

- прибор для привязки глубин (давление, температура, ЛМ и ГК) и т.д. (диаметр 26...80 мм)

- прибор с транзитом двух дополнительных жил для подключения к нижнему разъему дополнительной аппаратуры

Прибор *может комплектоваться дополнительными модулями* - верхним и нижними. К нижнему транзитному модулю снизу может быть прикручен дополнительный нижний транзитный или концевой модуль.

*Модули:*

Верхний модуль:

"Сова-С9У" - модуль измерения осевых усилий транзитный (диаметр 38, 42 мм);

"Сова-С9РЦ-38Т" - турбинный расходомер транзитный "Сова-С9РЦ-38Т" (диаметр 40 мм).

Нижние модули (транзитные):

"Сова-С9РЦ"- транзитный расходомер (диаметр 42..54 мм);

"Сова-С9Ш"- акустический шумомер транзитный (диаметр 26..42 мм);

"Сова-С9ВЛ6"- модуль 6-рычажного объемного влагомера транзитный (диаметр 42 мм);

"Сова-ССТИ6"- модуль 6-рычажного объемного СТИ/термометра транзитный (диаметр 42 мм).

Нижние модули (концевые):

"Сова-С9РЦ"- концевой расходомер (диаметр 26..54 мм);

"Сова-С9СРЦ"- раскладной расходомер (диаметр 38, 42 мм);

"Сова-С5-2ННКт" - модуль нейтрон-нейтронного каротажа (диаметр 38, 42 мм);

"Сова-С9Пл" - модуль плотномера (диаметр 38, 42 мм).

Исходя из приведенного описания можно сказать, что СОВА-С9 является комплексной скважинной аппаратурой для проведения исследований при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений в процессе эксплуатации и ремонта обсаженных скважин [7].

### КСА-Т

*КСА-Т-7-ТЗ-/110-120/60 ВАРТА* – это комплексный скважинный прибор, который используется исключительно в вертикальных скважинах для контроля качества цементирования и технического состояния обсадных колонн.

*Контроль технического состояния обсадных колонн* осуществляется при строительстве скважин, как контроль за правильностью свинчивания ОК и за установкой технологической оснастки. При эксплуатации – определение интервалов износа обсадных колонн. При забурировании новых стволов – контроль состояния цементного камня за обсадной колонной и его контактов.

*Используются методы* гамма-гамма-цементометрии, акустической цементометрии, высокочувствительной термометрии, локации муфт, а также

измерения мощности дозы гамма-излучения и объемного влагосодержания.

*Прибор состоит из четырех модулей:*

ТГЛ - обеспечивает телеметрическую связь, включает канал ГК, усилитель АК, локатор муфт;

РМ - модуль радиоактивных методов;

АК-И - модуль акустических излучателей;

АТШ - модуль, осуществляющий прием и усиление сигналов в режиме АК,

измерение температуры окружающей среды и псевдоспектральный анализ шумов шумомером.

Модуль предназначен для исследования скважин при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Передача информации происходит через одножильный кабель в цифровом формате КСАТ. Имеет два стыковочных устройства, верхнее для подключения модуля расходомера и нижнее – для подключения различных модулей.

*Область применения:*

- Измерение температуры;
- Определение температурных аномалий;
- Измерение давления;
- Измерение удельной электрической проводимости жидкости;
- Измерение мощности экспозиционной дозы гамма-излучения;
- Индикация притока;
- Определение мест негерметичности обсадной колонны;
- Определение интервалов притока флюида жидкости;
- Исследование природы акустических шумов в скважине;
- Определение положения муфтовых соединений НКТ и обсадных труб;
- Определение интервалов перфорации;



- Привязка измеряемых параметров по глубине;
- Индикация зенитного угла скважины;
- Индикация угла поворота модуля вокруг оси.

Ниже представлены технические характеристики описываемой аппаратуры.

Таблица 6.1. Технические характеристики КСА-Т

Номер	Наименование канала	Условное обозначение	Диапазон	Погрешность	Разрешение
3	Температура модуля, °С Номер прибора	Твн. №пр	0...+120	±2 -	0,1 -
44	Индикация зенитного угла, градус	ОР	0...180	±3	0,1
55	Индикация угла поворота, градус	ОР	0...360	±3	0,1
6	Индикация шума (СЧ), кГц	Ш	0,1...12	-	-
7	УЭП, См/м	УЭП	0,1...50	±5%	0,002
8	Температура, °С	Т	-10...+120	±0,5	0,005
9	Давление, Мпа	М	0...60	±0,3	0,002
10	Содержание воды в нефти, %	Ш	0...100	-	0,02
11	Индикация шума (ВЧ), кГц	ВЛ	12...32	-	-
12	Индикация шума (НЧ), кГц	Ш	0...100	-	-
13	Локаатор муфт, сигнал/шум	Ш	>5/1	-	-
14	Термоиндикация притока, м <sup>3</sup> /ч	ЛМ	0,1...50	-	0,04
15	МЭД гамма-излучения, мкР/ч	ГК	±10%	±10%	0,01

Обобщая всю вышеизложенную информацию, можно сказать, что КСА-Т-7-ТЗ-/110-120/60 ВАРТА является комплексной геофизической аппаратурой для контроля за разработкой месторождений в процессе эксплуатации и ремонта обсаженных скважин.

Подводя итог описания двух скважинных приборов, можно сделать вывод о том, что КСА-Т также как и СОВА применяются в обсаженных скважинах при разработке месторождений в процессе эксплуатации и ремонта обсаженных скважин. Используются в вертикальных скважинах и имеют одинаковые измерительные параметры. Исходя из этого, скажу, что они могут быть взаимозаменяемыми. Различие состоит том, что КСА-Т-7-ТЗ-/110-120/60 ВАРТА применяется в одной единственной сборке, в то время, как СОВА-С9

может представлять из себя сборку из различных составляющих (оборудования, модулей), а также в отличие от КСА-Т, САВА используется также и в горизонтальных скважинах [8].

### (АМК) ГРАНИТ-ОНИКС

*Аппаратурно-методический комплекс ГРАНИТ-ОНИКС* предназначен для исследования скважин, находящихся в эксплуатации.

Применяется для измерения давления, температуры, влагосодержания, уровня гамма-излучения, электрической проводимости скваженной жидкости, скорости потока жидкости, уровня акустических шумов, локации муфт колонны и перфорации, проведения исследований методом ННКт.

*Область применения* – геофизические исследования обсаженных скважин в процессе испытания и контроля с использованием одножильного каротажного кабеля.

*Решаемые задачи* – контроль термобарических параметров в скважине, оценка отдающих и принимающих интервалов, выявление обводненных интервалов, оценка технического состояния скважин.

АМК представлен следующими скважинными приборами-модулями:

- **К-5** (термометр, манометр, активный локатор муфт, индикатор гамма-излучения, конденсаторный влагомер);
- **ПРИТОК** (термоанемометр СТИ, индукционный резистивиметр, трехканальный индикатор акустических шумов);
- **РАСХОД** (турбинный расходомер для малодебитных скважин);
- **РАСХОД–Н** (расходомер для высокодебитных скважин).
- **ННКт** (модуль нейтронного каротажа);
- **ГАММА** (индикатор гамма-излучения);
- **ТЕРМА** (термометр, манометр, активный локатор муфт);
- **ВЛАГА** (конденсаторный влагомер);

- УЗИ (модуль ультразвуковых исследований);
- УЗИ-П (ультразвуковой плотностномер).

Ниже представлены визуальные рисунки данных приборов-модулей.

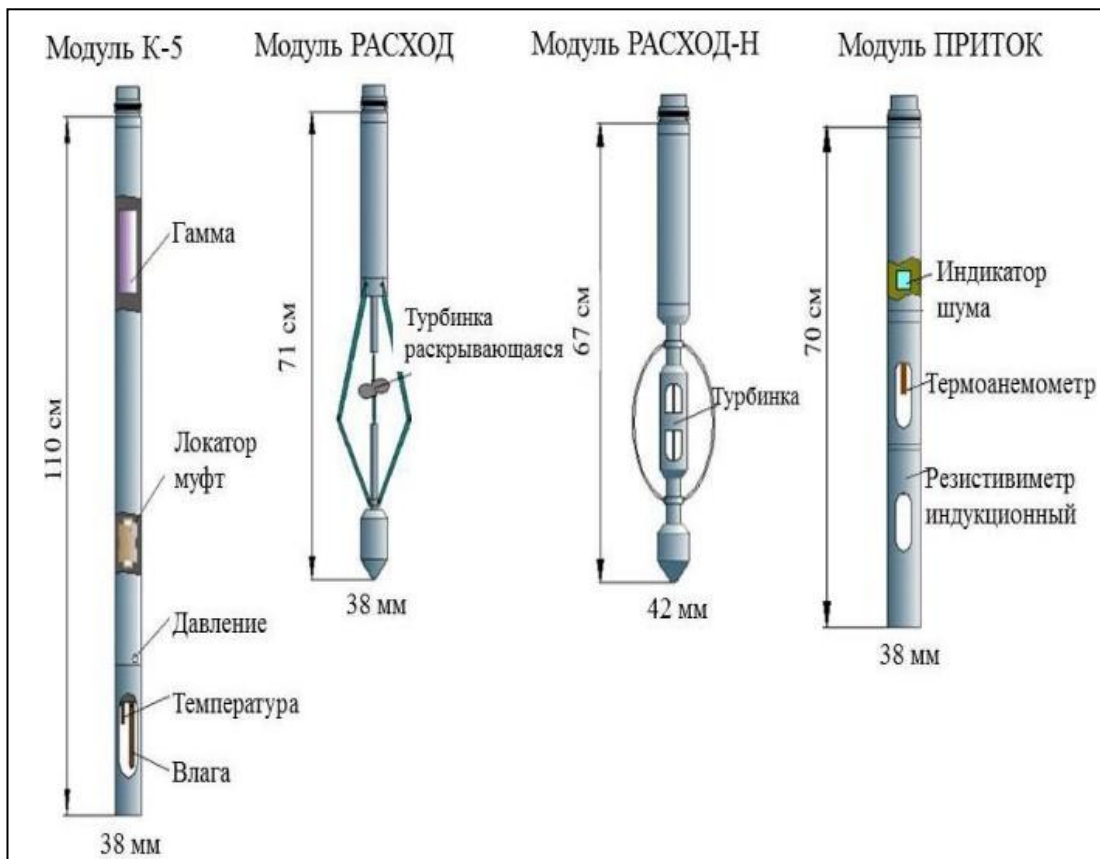


Рисунок 6.1. Модули (АМК) ГРАНИТ-ОНИКС

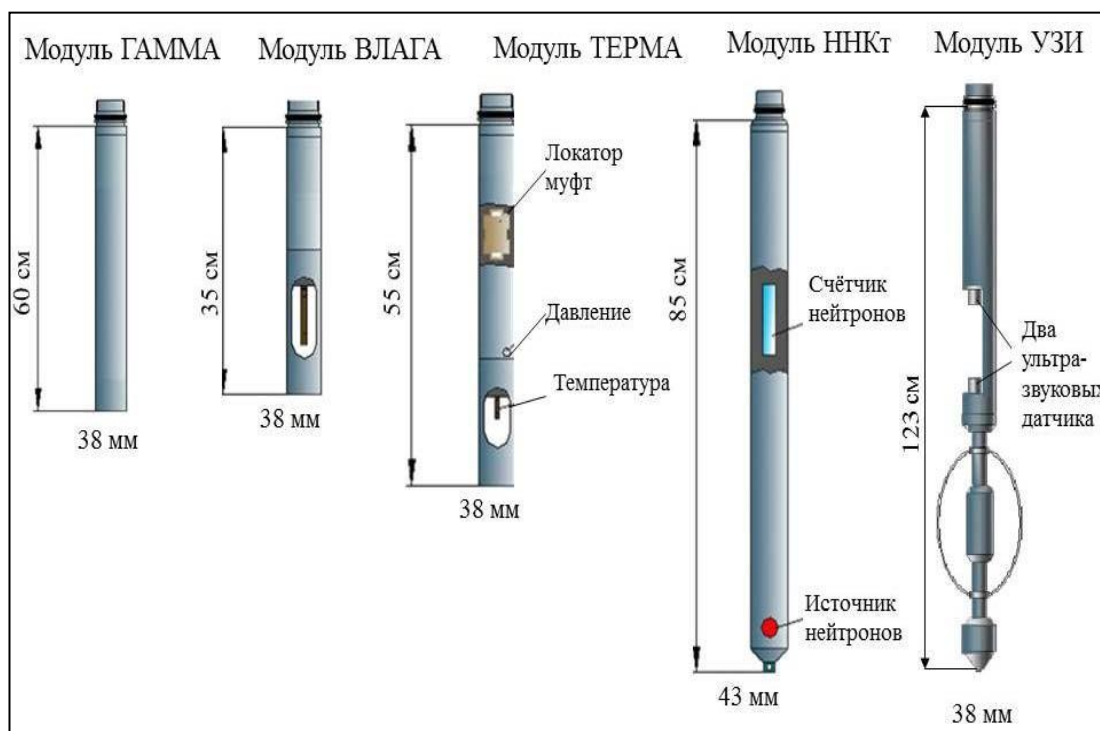


Рисунок 6.2. Модули (АМК) ГРАНИТ-ОНИКС (продолжение)

Каждый модуль снабжен телеметрическим блоком и представляет собой самостоятельный прибор, обеспечивающий преобразование и передачу одного или нескольких физических параметров. Модули соединяются друг с другом с помощью унифицированного стыковочного узла, обеспечивающего механические и электрические соединения. При включении питания модули самостоятельно объединяются в единую многоканальную телеметрическую сеть, позволяющую одновременно передавать все измеряемые параметры. Наряду с измеряемой информацией передаётся служебная (типы и номера модулей, напряжение питания, температура внутри модулей).

Наземное оборудование АМК – это геофизический регистратор ОНИКС, обеспечивающий:

- питание и управление работой скважинных приборов,
- сбор данных от скважинных приборов и наземных датчиков глубины и магнитной метки, проведение в фоновом режиме в процессе каротажа оперативной обработки материалов.

Программное обеспечение регистрации поддерживает базу данных используемой аппаратуры и систему градуировки, основанную на аппроксимации градуировочных характеристик полиномом до восьмой степени, представление результатов исследований и обработки в виде законченных отчетов.

Программная система ОНИКС – это интегрированная программная система для регистрации и обработки данных геофизических исследований обсаженных скважин позволяет провести полный цикл работ по информационному обеспечению геофизических исследований эксплуатационных и разведочных нефтегазовых скважин (ГИЭС), включая:

- поддержку при проведении исследований различными типами скважинной аппаратуры и регистрацию их результатов на диск (при использовании регистратора ОНИКС);
- ввод, обслуживание и хранение различной информации ГИЭС;
- обработку данных ГИЭС, вплоть до автоматизированного получения интерпретационного заключения;
- представление результатов исследований и обработки в виде законченных отчетов.

В системе обработки можно выделить два уровня. Так, первый уровень предусматривает обработку кривых последовательностью методов, записанных в файлы микропрограмм. Этот уровень представляет собой гибкий, но в тоже время и более сложный для использования инструмент. Второй уровень образуется комплектом макропрограмм, реализующих сложные алгоритмы обработки. Макропрограммы позволяет полностью автоматизировать обработку, вплоть до создания отчетов с предварительными интерпретационными заключениями. Обработка может производиться как в стационарных условиях, так и непосредственно при работе на скважине в полуавтоматическом режиме [9].

## Заключение

Проанализировав представленные данные, можно для удобства составить таблицу с краткой характеристикой всех сравнения. Данная таблица представлена ниже.

Таблица 6.2. Таблица сравнения скважинной аппаратуры для проведения комплексных исследований в обсаженных скважинах

СОВА	КСА-Т	ОНИКС
<b>Полное наименование прибора/аппаратуры</b>		
СОВА-С9	КСА-Т-7-ТЗ-/110-120/60 ВАРТА	(АМК) ГРАНИТ-ОНИКС
<b>Тип</b>		
Аппаратура комплексная скважинная.	Аппаратура комплексная скважинная.	Аппаратурно-методический комплекс для исследования скважин.
<b>Область применения</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Влагосодержание в диапазоне 0-60%;</li> <li>• Температура в диапазоне 0-120 оС;</li> <li>• Давление в диапазоне 0-70 МПа;</li> <li>• Механическая расходомерия, в НКТ-73 в диапазоне 0,2-60 куб.м/ч;</li> <li>• Термоиндикации расхода, для колонн 146 мм в диапазоне 0,1-10 куб.м/ч;</li> <li>• Локация муфт;</li> <li>• Мощность экспозиционной дозы гамма-излучения в диапазоне 1-600 мкР/ч;</li> <li>• Удельная проводимость скважинной жидкости в диапазоне 100-60000 мСм/м.</li> </ul>	<p>Измерение температуры</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Определение температурных аномалий</li> <li>• Измерение давления</li> <li>• Измерение удельной электрической проводимости жидкости</li> <li>• Измерение мощности экспозиционной дозы гамма-излучения</li> <li>• Индикация притока</li> <li>• Определение мест негерметичности обсадной колонны</li> <li>• Определение интервалов притока флюида жидкости</li> <li>• Исследование природы акустических шумов в скважине</li> <li>• Определение положения муфтовых соединений НКТ и обсадных труб</li> <li>• Определение интервалов перфорации</li> <li>• Привязка измеряемых параметров по глубине</li> <li>• Индикация зенитного угла скважины</li> <li>• Индикация угла поворота модуля вокруг оси</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Определение температурных аномалий</li> <li>• Измерение давления</li> <li>• Измерение влагосодержания</li> <li>• Измерение мощности экспозиционной дозы гамма-излучения</li> <li>• Измерение удельной электрической проводимости жидкости</li> <li>• Измерение скорости потока жидкости</li> <li>• Измерение уровня акустических шумов, локации муфт колонны и перфорации</li> <li>• Проведение исследований методом ННКт.</li> </ul>

<b>Решаемые задачи</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Исследования скважин при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений в процессе эксплуатации и ремонта скважин.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• При строительстве скважин – контроль за правильностью свинчивания обсадных колонн, за установкой технологической оснастки. (техническое состояние ОК).</li> <li>• При эксплуатации – определение интервалов износа обсадных колонн.</li> <li>• При забурировании новых стволов – контроль состояния цементного камня за обсадной колонной и его контактов.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Контроль термобарических параметров в скважине</li> <li>• Оценка отдающих и принимающих интервалов</li> <li>• Выявление обводнённых интервалов</li> <li>• Оценка технического состояния скважин.</li> </ul>

Обобщая всю вышеизложенную информацию по аппаратуре, а также краткую сводку из таблицы, могу ответить, что (АМК) ГРАНИТ-ОНИКС в отличие от комплексной скважинной аппаратуры является не просто прибором, а программным комплексом, состоящим из девяти модулей, наземного оборудования и самой программной системы ОНИКС. При этом приборы-модули в ОНИКСе используются только в этом комплексе и ни в каком другом. В область применения аппаратного комплекса входят геофизические исследования обсаженных скважин в процессе испытания и контроля.

Скважинная аппаратура по типу СОВА и КСА-Т могут быть взаимозаменяемыми и использоваться на различном наземном оборудовании так, как КСА-Т также как и СОВА применяются в обсаженных скважинах при разработке месторождений в процессе эксплуатации и ремонта обсаженных скважин. Используются в вертикальных скважинах и имеют одинаковые измерительные параметры. Различие состоит том, что КСА-Т-7-ТЗ-/110-120/60 ВАРТА применяется в одной единственной сборке, в то время как СОВА-С9 может представлять из себя сборку из различных составляющих (оборудования, модулей), а также в отличие от КСА-Т, САВА используется также и в горизонтальных скважинах.

Также можно выделить финансовую доступность скважинной аппаратуры в отличие от полного комплекса.



## **7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Подсчёт средств для разработки и эксплуатации объекта является одним из важнейших условий при поиске финансовой помощи для проведения исследования и лицензирование результатов. Этот жизненный этап производства необходим для разработчиков, которые в последующем должны представить в итоговой форме востребованность на рынке, реализуемый бюджет, состояние и перспективы проводимых исследований.

### **7.1. Технический план (объём проектируемых работ)**

Для оценки финансовой стоимости с целью выполнения геологических изысканий необходимо уточнить технический план, в котором будут отмечены виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту, спланированы временные затраты и выполнение отдельных видов работ всего комплекса (параллельное или последовательное).

Так как проведение работ будут осуществляться вахтовым методом, воспользуемся следующими нормативными документами «Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (МУ ГИС – 98) [16], «Сборник единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» («ЕРР – Газпром») [17], Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49) [18].

Для обслуживания одной скважины был составлен необходимый комплекс оборудования, аппаратуры и программного обеспечения ПО (Таблица 7.1).

Таблица 7.1. Оборудование и аппаратура по обслуживанию

Оборудование:		Кол-во, шт
Каротажный самоходный подъемник ПКС-3,5М на базе Урал – 4320		1
Каротажная станция семейства КЕДР-02		1
Ноутбук		1
Жёсткий диск (карта памяти или CD-диск)		1
Спутниковый телефон		1
Аппаратура:		
Электрический каротаж (КС, ПС, БКЗ, БК, ИК)	К1А-723	1
Микробочковой каротаж МБК и микрокаротажное зондирование (МПЗ и МГЗ)	Э-2	1
Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)	РК-М	2
Акустический каротаж	СПАК-6	1
Инклинометрия	КИТ-4	1
Кавернометрия	СКП-1	1
Контрольно-интерпретационные работы (ПО):		
Techlog		1

Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины) представлены в таблице 7.2 и определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин (2780 м), расстоянием от базы до места исследований.

Таблица 7.2. Виды проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

Метод исследования	Масштаб записи	Замеры		
		Глубина исследования, м	В интервале, м	
			кровля	подошва
Каротаж в открытом стволе (тех. колонна)				
Стандартный каротаж	1:500	680	0	680
Кавернометрия	1:500	680	0	680
Инклинометрия	через 20 м	680	0	680
Каротаж в открытом стволе (эксплуатационная колонная)				
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	1:200	2100	680	2780
Гамма каротаж (ГК)	1:200	2100	680	2780
Нейтронный каротаж (НГК)	1:200	2100	680	2780
Акустический каротаж (АК)	1:200	2100	680	2780
Каротаж сопротивления (КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ)	1:200	2100	680	2780
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	1:200	2100	680	2780
Микробоковой каротаж (МБК)	1:200	2100	680	2780
Кавернометрия (КВ)	1:200	2100	680	2780
Инклинометрия	через 20 м	2100	680	2780
Контрольно-интерпретационные работы		2780	0	2780

Проезд до места исследований будет осуществляться вертолётным транспортом. Продолжительность работы на скважине 75 суток. Геофизические работы на проектной скважине будут проводиться в весенне-летний период.

Каротажный материал в контрольно-интерпретационную партию (КИП) будет осуществляется по сети Internet или доставляться на носителях информации в офис предприятия в г. Томск с целью оценки качества материала и его обработки. Экспресс-обработка с выдачей необходимых

материалов выполняется непосредственно на скважине персоналом партии.

### 7.1.1. Расчет затрат времени и труда

Расчёт затрат времени и труда (Табл.7.4 – 7.5) проводим для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине.

Также необходимо учесть 12-ти часовое дежурство геофизической партии на скважине; подготовительно-заключительные работы (ПЗР) на базе и на скважине, состав работы которых входит: запись диаграмм, точечные измерения, отбор образцов, ПВР, испытание пластов, спуск-подъем скважинного прибора без замеров и т. д., а также вспомогательные работы при исследовании скважин, технологические перерывы до 48 ч.

Ссылаясь на подытоженные показатели из таблицы 7.5 делаем вывод что общие затраты труда (рабочие + ИТР) составляют 421 чел/час, из них затраты труда на запись диаграмм составляют 231 чел/час.

Затраты времени и труда для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной бурящейся скважине вахтовым методом представлено в таблице 7.3.

Таблица 7.3. Расчёт времени и труда (сметное содержание партии по обслуживанию бурящихся и действующих скважин)

Наименование элементов затрат	Ед. измер.	Комплексная работа по обслуж. бурящихся скважин	Проектное время бурения одной скважины (75 сут)
Номера времени	мин.	480	36000 мин
Затраты труда			
Рабочие	чел-час	57,60	4320 чел-час
ИТР	чел-час	38,40	2880 чел-час

Таблица 7.4. Расчёт затрат времени (одна скважина)

Вид работ	Объём работ		Норма времени по ПОСН 81-2-49	Единица измерения	Затраты времени, мин
	Ед. изм.	Кол-во			
Стандартный каротаж (1:500)	м	680	3	мин/100м	20,4
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Операция	1	39	мин/опер	39
Кавернометрия (1:500)	м	680	3,7	мин/100м	25,16
Кавернометрия (1:200)	м	2100	3,7	мин/100м	77,7
Спуск или подъем без замера (КВ)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при кавернометрии	Операция	1	49	мин/опер	49
Инклинометрия (1:500) тчк через 25м	тчк	34	1,4	мин/100м	0,476
Инклинометрия (1:200) тчк через 25м	тчк	105	1,4	мин/100м	1,47
Спуск или подъем без замера (инклинометрия)	тчк	139	1,18	мин/100м	1,6402
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	17	мин/опер	17
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:200)	м	680	3	мин/100м	20,4
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:500)	м	2100	3	мин/100м	63
Спуск или подъем без замера (ПС)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	39	мин/опер	39
Радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК)	м	4200	30	мин/100м	1260
Спуск или подъем без замера (РК)	м	5560	1,3	мин/100м	72,28
Вспомогательные работы при РК	Операция	2	87,5	мин/опер	175
Акустический каротаж (АК)	м	2100	10,8	мин/100м	226,8
Спуск или подъем без замера (АК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при АК	Операция	1	52	мин/опер	52

Продолжение таблицы 7.4

Каротаж сопротивления (КС)	м	2100	3	мин/100м	63
Спуск или подъем без замера (КС)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при КС	Операция	1	39	мин/опер	39
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	3	мин/100м	63
Спуск или подъем без замера (БКЗ)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	39	мин/опер	39
Боковой каротаж (БК)	м	2100	3,3	мин/100м	69,3
Спуск или подъем без замера (БК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	39	мин/опер	39
Индукционный каротаж (ИК)	м	2100	4,1	мин/100м	86,1
Спуск или подъем без замера (ИК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при ИК	Операция	1	39	мин/опер	39
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	м	2100	8,1	мин/100м	170,1
Спуск или подъем без замера (МК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при МК	Операция	1	39	мин/опер	39
Микробоковой каротаж (МБК)	м	2100	8,1	мин/100м	170,1
Спуск или подъем без замера (МБК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при МБК	Операция	1	39	мин/опер	39
ПЗР	Операция	1	112	мин/опер	112
Дежурство геофизической партии	Парт/ч	12	60	чел час/парт-ч	720
Проезд	км	50	1,9	чел. час/ км	95
Сумма на запись диаграмм, мин:					2315,06
Всего, мин:					4218,16

Таблица 7.5. Расчёт затрат труда (одна скважина)

Вид работ	Объём работ		Затраты труда					
			Рабочие			ИТР (инженерно-технический работник)		
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Затраты труда, чел/час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Затраты труда, чел/час
Стандартный каротаж (1:500)	м	680	0,18	чел/час на 100 м	1,224	0,12	чел/час на 100 м	0,816
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Кавернометрия (1:500)	м	680	0,22	чел/час на 100 м	1,496	0,15	чел/час на 100 м	1,02
Кавернометрия (1:200)	м	2100	0,22	чел/час на 100 м	4,62	0,15	чел/час на 100 м	3,15
Спуск или подъем без замера (КВ)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при кавернометрии	Операция	1	2,94	чел/час	2,94	1,96	чел/час	1,96
Инклинометрия (1:500) тчк через 25м	тчк	34	0,084	чел/час на 100 м	0,02856	0,056	чел/час на 100 м	0,01904
Инклинометрия (1:200) тчк через 25м	тчк	105	0,084	чел/час на 100 м	0,0882	0,056	чел/час на 100 м	0,0588
Спуск или подъем без замера (инклинометрия)	тчк	139	0,07	чел/час на 100 м	0,0973	0,05	чел/час на 100 м	0,0695
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	1,02	чел/час	1,02	0,68	чел/час	0,68
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:200)	м	680	0,18	чел/час на 100 м	1,224	0,12	чел/час на 100 м	0,816

Продолжение таблицы 7.5

Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:500)	м	2100	0,18	чел/час на 100 м	3,78	0,12	чел/час на 100 м	2,52
Спуск или подъем без замера (ПС)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК)	м	4200	1,8	чел/час на 100 м	75,6	1,2	чел/час на 100 м	50,4
Спуск или подъем без замера (РК)	м	5560	0,08	чел/час на 100 м	4,448	0,05	чел/час на 100 м	2,78
Вспомогательные работы при РК	Операция	2	5,25	чел/час	10,5	3,5	чел/час	7
Акустический каротаж (АК)	м	2100	0,65	чел/час на 100 м	13,65	0,43	чел/час на 100 м	9,03
Спуск или подъем без замера (АК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при АК	Операция	1	3,24	чел/час	3,24	2,16	чел/час	2,16
Каротаж сопротивления (КС)	м	2100	0,18	чел/час на 100 м	3,78	0,12	чел/час на 100 м	2,52
Спуск или подъем без замера (КС)	м	2100	0,07	чел/час на 100 м	1,47	0,05	чел/час на 100 м	1,05
Вспомогательные работы при КС	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	0,18	чел/час на 100 м	3,78	0,12	чел/час на 100 м	2,52
Спуск или подъем без замера (БКЗ)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39



Продолжение таблицы 7.5

Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Боковой каротаж (БК)	м	2100	0,2	чел/час на 100 м	4,2	0,13	чел/час на 100 м	2,73
Спуск или подъем без замера (БК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Индукционный каротаж (ИК)	м	2100	0,2	чел/час на 100 м	4,2	0,14	чел/час на 100 м	2,94
Спуск или подъем без замера (ИК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при ИК	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	м	2100	0,49	чел/час на 100 м	10,29	0,32	чел/час на 100 м	6,72
Спуск или подъем без замера (МК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при МК	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Микробоковой каротаж (МБК)	м	2100	0,49	чел/час на 100 м	10,29	0,32	чел/час на 100 м	6,72
Спуск или подъем без замера (МБК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при МБК	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
ПЗР	Операция	1	6,72	мин/опер	6,72	4,48	мин/опер	4,48
Дежурство геофизической партии	парт-ч	12	3,6	чел час/парт ч	43,2	2,4	чел час/парт ч	28,8
Проезд	км	50	0,114	чел/час на км	5,7	0,076	чел/час на км	3,8
Запись диаграмм, чел/час:					174,67076			115,4438
Всего, чел/час:					230,29076			153,3398

### 7.1.2. Расчёт цены геофизических работ на скважине и ГСМ при переезде и работе

Расчёт стоимости работ будем производить базисно-индексным методом согласно ценообразованию из МУ – 98 [16]. Контрольно- интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ.

Таблица 7.6. Расчет цены геофизических работ базисно-индексным методом согласно МУ ГИС – 98

Вид работ	Объём работ		Базовые расценки, руб, (ед.изм)	Цена работы, руб.
	Ед. изм.	Кол-во		
Стандартный каротаж (1:500)	м	680	65,55	445,74
Спуск или подъем без замера	м	680	27,11	184,348
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Операция	1	806,51	806,51 Р
Кавернометрия (1:500)	м	680	57,11	388,348
Кавернометрия (1:200)	м	2100	57,11	1199,31
Спуск или подъем без замера	м	2780	19,70	547,66
Вспомогательные работы при кавернометрии	Операция	1	705,82	705,82 Р
Инклинометрия (1:500) тчк через 20м	тчк	34	20,46	6,9564
Инклинометрия (1:200) тчк через 20м	тчк	105	20,46	21,483
Спуск или подъем без замера	м	2780	19,43	540,154
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	241,00	241,00 Р
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:200)	м	680	65,55	445,74
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:500)	м	2100	65,55	1376,55
Спуск или подъем без замера	м	2780	27,11	753,658
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	806,51	806,51 Р
Радиоактивный каротаж (ГК+НГК)	м	4200	1199,77	50390,34
Спуск или подъем без замера	м	5560	54,08	3006,848
Вспомогательные работы при РК	Операция	2	3454,42	6908,84 Р
Акустический каротаж (АК)	м	2100	331,50	6961,5
Спуск или подъем без замера	м	2780	38,17	1061,126
Вспомогательные работы при АК	Операция	1	1622,80	1622,80 Р
Каротаж сопротивления (КС)	м	2100	65,55	1376,55
Спуск или подъем без замера	м	2780	27,11	753,658
Вспомогательные работы при КС	Операция	1	806,51	806,51 Р
боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	65,55	1376,55
Спуск или подъем без замера	м	2780	27,11	753,658

Продолжение таблицы 7.6

Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	806,51	806,51 Р
Боковой каротаж (БК)	м	2100	71,88	1509,48
Спуск или подъем без замера	м	2780	27,11	753,658
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	806,51	806,51 Р
Индукционный каротаж (ИК)	м	2100	104,15	2187,15
Спуск или подъем без замера	м	2780	31,53	876,534
Вспомогательные работы при ИК	Операция	1	952,71	952,71
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	м	2100	137,61	2889,81
Спуск или подъем без замера	м	2780	21,92	609,376
Вспомогательные работы при МК	Операция	1	634,87	634,87
Микробоковой каротаж (МБК)	м	2100	137,61	2889,81
Спуск или подъем без замера	м	2780	21,92	609,376
Вспомогательные работы при МБК	Операция	1	634,87	634,87
ПЗР (на базе и на скважине):	Операция	1	1106,98	1106,98
Технологическое дежурство на скважине компл. партии по обслуживанию бурящихся скважин	час	12	6272,42	75269,04
Всего, руб. :				176024,85

Итого стоимость комплекса геофизических работ вместе с интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 352049,7 руб.

**ГСМ при переезде и работе.** Согласно МУ ГИС – 98 [16] норматив стоимости «ГСМ» на 1 км пробега автомобиля по группам дорог и типам автомобилей рассчитывается:

$$H_{\text{ГСМ,км}}(i,j) = \text{ПОСН}_{\text{км}}(i,j) \cdot 1,09 \cdot \frac{C_{\text{ГСМ}}}{100} \quad (7.1)$$

где  $i$  – автомобиль,  $j$  – группы дорог,  $C_{гсм}$  - стоимость единицы ГСМ, руб., 1,09 - коэффициент, учитывающий стоимость смазочных материалов.

Таблица 7.7. Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре (с учётом масел,  $K=1,09$ )

Авто	Оборудование	Категория дорог, расход л/км				Работа на стационаре л/час	Вид ГСМ
		I	II	III	Бездорожье		
Урал4320	Подъёмник каротажный ПК-3,5	0,654	0,698	0,73	0,828	14,39	ДТ
Урал4320	Подъёмник каротажный ПК-3,5	0,654	0,698	0,73	0,828	14,39	ДТ

Категория дорог II. Расход топлива автомобиля УРАЛ 4320 по II категории дорог с учётом масел составляет 69,9 л/100 км (или 0,698 л/км). Стоимость дизельного топлива ДТ (в среднем по Томской области) 49,70 руб. Стоимость ГСМ на 1 км пробега  $H_{гсм, км} = 34,69$  руб. С учётом дороги длиной 50 км стоимость переезда с базы на скважину составляет 1734,5 руб.

На ряд геофизических работ идёт расход топлива, который также необходимо учитывать при составлении финансового отчёта (Табл. 7.8). Стоимость ГСМ с учетом переезда и геофизических работ составляет 41719,53 руб.

Таблица 7.8. Расчет цены ГСМ геофизических работ базисно-индексным методом согласно МУ ГИС – 98

Вид работ	Объем работ		ГСМ, л		Стоимость ГСМ, руб
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Величина расходов	
Стандартный каротаж (1:500)	м	680	0,72	4,896	243,33
Спуск или подъем без замера	м	2780	0,283	7,867	391,01
Кавернометрия (1:500)	м	680	0,887	6,032	299,77
Кавернометрия (1:200)	м	2100	0,887	18,627	925,76
Спуск или подъем без замера (КВ)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Инклинометрия (1:500) тчк через 20 м	тчк	34	0,336	0,114	5,68
Инклинометрия (1:200) тчк через 20 м	тчк	105	0,336	0,353	17,53
Спуск или подъем без замера (инклинометрия)	тчк	139	0,283	0,393	19,55
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:200)	м	680	0,72	4,896	243,33
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:500)	м	2100	0,72	15,120	751,46
Спуск или подъем без замера (ПС)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК)	м	4200	7,195	302,190	15018,84
Спуск или подъем без замера (РК)	м	5560	0,312	17,347	862,16

Продолжение таблицы 7.8

Акустический каротаж (АК)	м	2100	2,59	54,390	2703,18
Спуск или подъем без замера (АК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Каротаж сопротивления (КС)	м	2100	0,72	15,120	751,46
Спуск или подъем без замера (КС)	м	2100	0,283	5,943	295,37
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	0,72	15,120	751,46
Спуск или подъем без замера (БКЗ)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Боковой каротаж (БК)	м	2100	0,791	16,611	825,57
Спуск или подъем без замера (БК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Индукционный каротаж (ИК)	м	2100	0,983	20,643	1025,96
Спуск или подъем без замера (ИК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	м	2100	1,943	40,803	2027,91
Спуск или подъем без замера (МК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Микробоковой каротаж (МБК)	м	2100	1,943	40,803	2027,91
Спуск или подъем без замера (МБК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Дежурство геоф. партии на скважине (по обслуж. бурящихся скважин)	парт-ч	12	12,86	154,320	7669,70
Всего, руб:					39985,03

### 7.1.3. Расчёт заработной платы

Основная заработная плата рассчитана согласно МУ-ГИС-98 на основании затрат труда, квалификационного состава и норм численности партий, окладов специалистов и тарифных ставок рабочих (Табл. 7.9). Начальный заработок определяется общепринятой тарифной сеткой (оклад).

Таблица 7.9. Расчёт заработной платы с учётом квалификации рабочего, коэффициентов и премий [16]

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф., руб	Премияльные, %	Итого с учётом премии, руб
Начальник партии	9000	1,8	1,5	29700	80	53460
Геофизик	8200	1,8	1,5	27060	80	48708
Техник геофизик	6300	1,8	1,5	20790	80	37422
Каротажник	6300	1,8	1,5	20790	80	37422

Продолжение таблицы 7.9

Машинист подъемника каротажной станции	5700	1,8	1,5	18810	80	33858
Итого, руб.:				117150		210870

Отчисления от суммы основной и дополнительной зарплаты ( $K_{отч,ф}$ ): в фонд социального страхования; в пенсионный фонд; на обязательное медицинское страхование.

Поиск и разведка месторождений нефти и газа геофизическими методами из классификации отраслей (подотраслей) по классам профессионального риска относится к 11 классу (Код по ОКОНХ 85120) [19]. От класса риска зависят страховые взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (взносы НС и ПЗ).

Таблица 7.10. Отчисления в фонды

Вид взноса	Процентная ставка, %
Обязательное пенсионное страхование (ОПС)	22
Взносы на оплату пособий по временной нетрудоспособности или по материнству (ВНиМ)	2,9
Обязательное медицинское страхование (ОМС)	5,1
Взносы НС и ПЗ (11 класс)	1,2
Всего, %	31,2

Исходя из всех видов отчислений заработная плата рабочих выглядит следующим образом (Табл. 7.11):

Таблица 7.11. Расчёт заработной платы с учётом отчислений во внебюджетные

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Заработок с коэф., руб	Итого с учётом взносов, руб	Заработок с учётом премии, руб	Премиальный заработок с учётом взносов, руб
Начальник партии	9000	29700	20433,6	53460	20433,6
Геофизик	8200	27060	18617,3	48708	18617,3
Техник геофизик	6300	20790	14303,5	37422	14303,5
Каротажник	6300	20790	14303,5	37422	14303,5

Продолжение таблицы 7.11

Машинист подъемника каротажной станции	5700	18810	12941,3	33858	12941,3
Всего, руб.:			80599,2		145078,56

7.1.4. Оценка рентабельности проекта

Чтобы оценить рентабельность необходимо учитывать расценки себестоимости работ (Таблица 7.12).

Таблица 7.12. Себестоимость работ

Расходы	Стоимость, руб.
Заработная плата партии (с учётом коэф., премий и отчислений), руб	145078,56
Горюче-смазочные материалы	41719,53
Износ шин Урал (7 шт·50 км·500 руб·коэф.износа 0,000025)	4,38
Материалы (кабель, 10 руб·33360м)	33360
Передача материала по цифровым каналам связи (в среднем берется 100 руб. в сутки)	7500
Всего, руб.:	227662,47

В нашем случае расходы на приобретение оборудования (Табл.7.1) не включены в себестоимость работ, т.к. оно имелось в организации.

В итоге себестоимость данного вида работ составляет 227662,47 руб. без НДС. Цена исследования – 352049,7 руб. без НДС.

Рентабельность вычисляется по формуле [19]:

$$P_{\Pi} = \frac{(C_T - C_C)}{C_T} \quad (7.2)$$

где  $P_{\Pi}$  – рентабельность продаж;  $C_T$  – цена исследования;  $C_C$  – себестоимость работ.

В итоге рентабельность продаж при коэффициенте  $K=1$  к МУ ГИС–98 по данному виду исследований составляет  $0,35 = 35\%$ .

В итоге мы получили положительный процент рентабельности для дальнейшего исследования скважины.

Коэффициент удорожания может корректироваться в меньшую сторону, в зависимости от того, насколько заказчик готов опуститься в цене, чтобы выполнить данный объем работ.



## ВЫВОД ПО РАЗДЕЛУ

В ходе проведенных расчётов, была обоснована эффективность проведённых геофизических исследований. Если организация решит заменить какой-либо вид оборудования, не имеющийся у них в наличии, то себестоимость работ значительно возрастёт в цене, что в итоге приведёт к низкой рентабельности. Поэтому в дальнейшем необходимо определить коэффициент удорожания на исследования к справочнику «МУ ГИС–98», который выведет данный вид работ на положительный процент рентабельности.

При расчёте ценообразования можно выделить существенный недостаток по существующей нормативно-технической базе. Основными руководящими документами на формирование цен на геофизические услуги являются справочники «ПОСН 81-2-49» [18], «МУ ГИС-98 [16]. В настоящее время произошли значительные изменения в экономических условиях, которые не пересмотрены в применяемых нами справочниках. Также произошли изменения в технологии проведения геофизических работ, внедрение нового масштабного программного обеспечения, который может выполнять комплексный анализ работ.

Все устаревшие и не соответствующие современным условиям проведения работ нормы времени и расценки, должны быть пересмотрены и актуализированы согласно современным организационно-техническим и экономическим условиям.

## 8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одной из главных задач предприятия является обеспечение безопасности жизни и здоровья рабочих в процессе выполнения трудовой деятельности.

Данная работа направлена на проектирование скважины комплексом геофизических методов для определения признаков пород-коллекторов на Пуглалымском месторождении углеводородов.

Недропользователем месторождения является компания ООО «Восточная транснациональная компания».

Пуглалымское нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области в западной части Каргасокского района Томской области.

Площадь месторождения представляет собой заболоченную и слабовсхолмленную равнину с а.о. 100-125 м.

Климат района резко континентальный. Зима суровая, продолжительная (средняя температура января  $-19-21^{\circ}\text{C}$ , минимальные достигают  $-50^{\circ}\text{C}$ ), лето теплое, короткое (средняя температура июля  $+17-18^{\circ}\text{C}$ , максимальные значения достигают  $+35^{\circ}\text{C}$ ). Геофизические работы будут проводиться на данном участке вахтовым методом в весенне-летний период (апрель-июнь). Проектом предусматриваются следующие работы:

- подготовительные и заключительные работы на базе экспедиции;
- подготовительные и заключительные работы на скважине;
- геофизические исследования (в открытом стволе);
- спуско-подъемные операции; переезды на скважину и обратно.

### 8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности Геофизические работы будут проводиться в соответствии со следующими законами и правилами:

Закон об охране труда в Томской области;  
Трудовой кодекс Российской Федерации;  
Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.

#### 8.1.1. Охрана труда

Согласно статье 217 ТК РФ «Служба охраны труда в организации», с целью осуществления контроля создается специальная служба по охране, в которой имеется специалист в данной области с необходимой подготовкой и опытом. В соответствии с трудовым законодательством ответственность за организацию работ по охране труда несёт руководитель организации, который обязан провести инструктаж или в его отсутствие — главный инженер.

Согласно статье 218 ТК РФ «Комитеты (комиссии) по охране труда» организуются по предложению работодателя или/и работников комиссии с целью предупреждения любого травматизма на производстве, заболевания. Комитеты должны проводить проверки условий охраны труда на рабочем месте.

#### 8.1.2. Оплата труда работников

Согласно ТК РФ статье 147 «Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда», заработная плата устанавливается в повышенном размере. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и или опасными условиями труда, составляет 4% оклада, установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

В статье 168.1 ТК РФ говорится о том, что работодатель возмещает расходы работникам, которые осуществляют работу в полевых условиях, такие как: расходы по проезду, по найму жилого помещения; дополнительные расходы; иные расходы. Трудовым договором устанавливаются размеры по возмещению расходов.

Работодатель обязан (бесплатно) снабдить работника

спецодеждой, обувью и необходимой индивидуальной защитой, а также их хранение, стирку, сушку, ремонт и замену (ТК РФ статья 221 «Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты»).

### 8.1.3. Условия труда

Согласно статье 301 ТК РФ «Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом»:

Продолжительность вахты не должна превышать больше одного месяца. При увеличении продолжительности вахты (до 3-х месяцев) работодатель обязан учесть мнение профсоюзной организации.

Работа выполняется по сменам, продолжительность которой не более 12 часов. Время работы (начало и конец), вид смены (дневная, вечерняя, ночная) и её продолжительность, перерывы отдыха и питания в течении смены зависят от графика сменности.

Продолжительность перерывов не входит в рабочее время и не оплачивается. Для отдыха продолжительность перерыва составляет не более 2-х часов, перерывы питания не менее 30 минут. Включаемые в рабочее время специальные перерывы предоставляются рабочим, которые совершают работу на открытом воздухе или закрытых необогреваемых помещениях,

Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

## 8.2. Производственная безопасность

В процессе своей жизненной активности человек подвергается влиянию всевозможных угроз, под которыми как правило понимают явления, процессы, объекты, способные в конкретных условиях нанести ущерб здоровью человека, который в свою очередь может вызывать нежелательные последствия. Особенно человек подвержен опасностям и несчастным случаям непосредственно в своей производственной среде.

Производственный фактор является вредным в если он оказывает негативное воздействие на здоровье человека, вызывая при этом

заболевания или снижая работоспособность сотрудника. Последствием вредного фактора является опасный производственный фактор, который приводит к резкому ухудшению здоровья, появлению острого заболевания или даже смерти человека (ГОСТ 12.0.003-2015).

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются на: физические, химические, биологические и психофизиологические (Рис. 8.1).



Рисунок 8.1. Классификация вредных и опасных производственных факторов, согласно ГОСТ 12.0.003

Таблица 8.1. Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевые работы	Камеральные работы	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 СанПиН 2.2.4.548-96 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03
2. Превышение уровня шума	+		ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.029-80 ГОСТ 12.4.051-87 СанПиН 2.2.4.3359-16 СН 2.2.4/2.1.8.562-96
3. Отсутствие или недостаток естественного света		+	ГОСТ 24940-2016 СНиП 23-05-95* СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.002-84
6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+		ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.2.003-91
7. Пожароопасность	+	+	ГОСТ 12.1.004-91

### 8.2.1. Анализ вредных и опасных производственных факторов

Вредные производственные факторы приводят к хроническим или острым заболеваниям (отравления, поражения участков тела и т.п.) или травмам за счет кратковременного относительно высокоинтенсивного воздействия.

#### Полевой этап

Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе. По физическим параметрам микроклимат характеризуется температурой, влажностью, подвижностью воздуха, инфракрасным излучением (ГОСТ 12.1.005-88), в совокупности, которые влияют на тепловое состояние организма человека.

Источник возникновения фактора. Климатические показания – средняя температура января минус 19-21°C, минимальные достигают -50°C), лето

теплое, короткое (средняя температура июля плюс 17-18°C, максимальные значения достигают +35 °C); среднегодовая скорость ветра 3,6 м/с; в среднем за год выпадает 578 мм осадков.

Воздействие фактора на организм человека. Резкие колебания температуры способны нанести вред организму. В зимний период работ организм подвержен переохлаждению, что способствует развитию простудных заболеваний такие как ОРВИ и ГРИПП, а также обморожению или постоянному ознобу.

Нашим проектом предусмотрены геофизические работы в весеннее - летний период. В этом случае при высоких температурах возникает перегрев организма, обезвоживание, т.к. терморегуляция ослаблена.

Средства защиты. При проведении работ в жаркие дни для предотвращения перегрева нужно работать в головных уборах, и иметь при себе питьевую воду и полевую аптечку первой помощи, а также во время отдыха использовать навесы или палатки. Для защиты от мошки и комаров используют спецодежду, москитные сетки, а также различные аэрозоли и мази. В зимнее время года работать нужно в теплой одежде с перерывами в работе для обогрева. На участке должны быть обустроены помещения для обогрева работающих.

Допустимые нормы. На территории Томской области установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе:

без ветра -36 °C;

при скорости ветра до 5 м/с – -35°C;

при скорости ветра от 5 до 10 м/с – -34°C;

при скорости ветра свыше 10 м/с – -32°C.

Рабочий день при температуре от -30 до -40°C сокращается на 1 час, включая время перерывов для обогрева в счет рабочего времени. При температуре от -25° до -40°C работающим на холоде предоставлять возможность обогрева с перерывом на 10 минут через каждый час

работы, включая перерыв в счет рабочего времени.

Превышение уровня шума. Шум – нежелательный для человеческого слуха звук, который негативно влияет на нервную систему и оказывает негативное влияние на физическое и психическое здоровье. Уровень шума принято измерять в децибелах (Дб).

Источник возникновения фактора. При геофизических работах на скважине источниками шума являются:

- вращение барабана лебедки при спускоподъемных операциях (СПО);
- каротажные приборы;
- работа бурильной установки,
- дизельная спецтехника.

Воздействие фактора на организм человека. Причина возникновения заболеваний нервной системы — это длительное воздействие шума, уровень которого 68 – 92 дБ. Постоянное влияние шума негативно действует на вегетативную и центральную нервную системы. Вегетативной реакцией организма является сужение капилляров, что приводит к возникновению нарушения периферического кровообращения. Повышение артериального давления связано с превышением уровня шума больше 84 – 88 дБ.

Если на человека постоянно влияет негативный шум, то это способствует замедлению зрительно-моторных реакций, наблюдаются сильные головные боли, недомогание, раздражительность, головокружение и тошнота; при уровне 110 дБ и больше снижается слух, что может вызвать полную глухоту. Шум также является гормонами стресса (кортизон, адреналин и норадреналин).

Если высокий уровень шума долгое время воздействует на человека, то у него может возникнуть шумовая болезнь, которая сопровождается болями и звоном в ушах, сильными головными болями, высоким уровнем утомляемости, отсутствием аппетита.

Допустимые нормы. В соответствии с требованиями СН 2.2.4/2.1.8.562-96 установлены нормы шума и вибрации (Табл. 8.3).



Таблица 8.2. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	
Выполнение всех видов работ на рабочих местах	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

\*Примечание: Измерение шума и ограничения максимально допустимой громкости обычно делают с коррекцией А (обозначение — дБА)

Способы защиты: средства и методы защиты от шума делятся на:

средства и методы коллективной защиты (уменьшение уровня шума в источнике его возникновения; рациональное размещение оборудования; устройства от повышенного уровня вибрации (оградительные; виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие; автоматического контроля и сигнализации; дистанционного управления);

средства индивидуальной защиты (противошумные наушники, специальная обувь, стельки (вкладыши), наколенники, рукавицы, перчатки, полуперчатки, наладонники).

Не реже чем один раз в год проводится контроль уровней шума на рабочих местах.

Камеральный этап

Отклонение показателей микроклимата в помещении. Источник возникновения фактора. При камеральных работах микроклимат помещений определяется такими параметрами как температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха и интенсивность теплового облучения.

Источники теплоты больше всего воздействуют на микроклимат где есть электронно-вычислительные машины и осветительные приборы.

Повышение температуры и снижение относительной влажности в помещении происходит в следствии того что около 80% суммарных выделение приходится на ЭВМ.

Допустимые нормы. В соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 должны соблюдаться определенные параметры микроклимата (Табл.8.4).

Таблица 8.3. Допустимые параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений по СанПиН 2.2.4.548-96

Период года	Категория	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, ф%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальны x величин t° <sub>опт</sub>	Диапазон выше оптимальны x величин t° <sub>опт</sub>			Если t° < t° <sub>опт</sub>	Если t° > t° <sub>опт</sub>
Холодный	Іб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 – 75	0,1	0,2
Теплый	Іб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,3

Способы защиты. Единственный способ нормализовать воздухообмен в помещениях, компенсировать избыток тепла, поступающий из-за работающего оборудования, а также снизить влажность и температуру до нормального уровня это производственная вентиляция. Чтобы работа вентиляции оказалась эффективна необходимо чтобы на стадии её проектирования соблюдались санитарно-гигиенические и технические требования.

Отсутствие или недостаток естественного света. Помещения должны иметь как естественное, так и искусственное освещение.

Источник возникновения фактора. В помещениях недостаток освещённости вызывает одностороннее естественное боковое освещение.

Воздействие фактора на организм человека. Отсутствие дневного солнечного света и постоянное нахождение в полутемном или освещаемом только электрическим образом помещении приводит к многочисленным расстройствам и заболеваниям, в числе которых:

Падение иммунитета; заболевания органов зрения; депрессивное психологическое состояние; болезни сердечно-сосудистой и нервной систем; нарушенные биоритмы организма.

Допустимые нормы. Чем выше разряд работы, тем больше минимально допустимое значение КЕО: для I разряда работы (наивысшей точности) при боковом естественном освещении нижний предел  $КЕО_{min} = 2 \%$ , верхний  $КЕО_{max} = 6 \%$ ; для III разряда работы (высокой точности)  $КЕО_{min} = 1,2 \%$ ,  $КЕО_{max} = 3 \%$ .

Способы защиты. Чтобы снизить недостаточного воздействия света на рабочих местах применяются следующие способы:

- защита временем (в случае пребывания работника в помещении без естественного освещения менее 25% рабочей смены, условия труда по естественному освещению оцениваются как допустимые, а от 25% до 75% - как вредные;
- профилактическое ультрафиолетовое (УФ) облучение работников;
- использованием светлых отделочных материалов помещений;
- расположение рабочих мест с достаточным естественным освещением;
- чистые стекла.

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23-05-95\*.

Допустимые нормы. Нормы освещённости зависят от принятой системы освещения. Так, при комбинированном искусственном освещении, как более экономичном, нормы выше, чем при общем. При этом освещённость, создаваемая светильниками общего освещения, должна не менее 300-500 лк, а комбинированная – 750 лк. Нормы естественного и искусственного

освещения (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03) приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.4. Допустимые нормы естественного и искусственного освещения [5]

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г-горизонтальная, В-при верхнем или комбинированном освещении при боковом освещении при верхнем или комбинированном освещении при боковом освещении)	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО ен, %		КЕО ен, %		Освещенность, лк		
		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении
				всего	от общего			
Конструкторские и проектные организации, научно-исследовательские учреждения								
1. Кабинеты, рабочие комнаты, офисы	Г-0,8	3,0	1,0	1,8	0,6	400	200	300
2. Проектные залы и комнаты конструкторские, чертежные бюро	Г-0,8	4,0	1,5	2,4	0,9	600	400	500

Способы защиты. Для ограничения неблагоприятного действия пульсирующих световых потоков газоразрядных ламп установлены предельные значения коэффициентов пульсации освещенности рабочих мест

в пределах 10-20% в зависимости от разряда зрительной работы. Для обеспечения нормируемых показателей освещенности проводят чистку стекол, оконных рам и светильников, проводят замену перегоревших ламп 2 раза в год.

Опасные производственные факторы (ОПФ) – факторы, приводящие к травме, в том числе смертельной.

### Полевой этап

Повышенное значение напряжения в электрической цепи. Согласно ГОСТ 12.1.019 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования».

Источник возникновения фактора. Электрический ток представляет

большую угрозу при работе на геофизической станции, связанной с:

обнажёнными электрическими проводами (обнажённые жилы, неисправная изоляция, отсутствия заземления);

электрическими машинами, включающие блок питания, подъемник, электроприводы вспомогательных устройств, обогревательных элементов, работающих от электричества;

сварочные работы при ремонте оборудования;

электрический ток при грозе;

работа в сырую погоду без средств защиты.

Способы защиты. Токоведущие части аппаратуры должны быть изолированы кожухами и другими ограждениями, или находиться на высоте с функцией автоматического отключения и блокирования. Для защиты от прямых ударов молний применяются молниеотводы.

Рабочие должны быть обеспечены индивидуальной защитой такой как спецодежда, резиновая обувь и диэлектрические резиновые перчатки.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Источник возникновения фактора. При геофизических работах на скважине постоянно используются движущиеся механизмы, такие как разного рода спускоподъемные операции (СПО), погрузо-разгрузочные работы геофизической аппаратуры.

Воздействие фактора на организм человека. При халатном обращении с приборами возникает высокая вероятность получить различного рода ушибы, травмы, возможен летальный исход.

Допустимые нормы. Возможность использовать геофизическую аппаратуру имеют лица прошедшие определённую подготовку и инструктаж, это подтверждается соответствующими документами. Производимые операции по СПО выполняются под наблюдением специалиста. В тёмное время суток все объекты должны быть освещены согласно действующим нормам («Правила безопасности при геологоразведочных работах» ПБ 08-37- 2005).

Способы защиты. Своевременно необходимо проводить диагностику аппаратуры с выявлением неисправности, вовремя производить ремонт. В участках опасных зон устанавливаются ограждения, предупредительные надписи и знаки, вывешиваются инструкции и плакаты по технике безопасности.

Анализ пожароопасности описан в разделе «Безопасность в чрезвычайных ситуациях».

### **Камеральный этап**

1) Повышенное значение напряжения в электрической цепи.

Помещения, где проходит камеральный этап геофизических работ считаются объектами без повышенной опасности поражения людей электрическим током, так как в помещениях отсутствуют токопроводящие полы – металлические, земляные, железобетонные, токопроводящая пыль, температура воздуха и влажность не превышают 35°C и 75% соответственно.

Источник возникновения фактора. Основным источником опасности в камеральных помещениях является неисправные электропроводка и электроприборы. Электрооборудование, работающие под напряжением 220В, является персональный компьютер, принтер, плоттер. Основными местами получения электрических травм являются места подключения электрооборудования в сеть.

Способы защиты. Систематическая проверка за качеством изоляции проводов; защитное заземление, с помощью которого уменьшается напряжение на корпусе относительно земли до безопасного значения; зануление; автоматическое отключение; обеспечение недоступности токоведущих частей при работе; регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током.

8.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

В каротажной лаборатории инженер-геофизик работает с комплексной геофизической станцией и компьютером. Регистрация исследований

проводится с помощью геофизической каротажной станции семейства КЕДР-02.

Лаборатория комплексная геофизическая «Кедр-02» — базовая конфигурация из пяти блоков, размещенных в стойке габаритов 466×281×802. Общая масса 54 кг. Лаборатория монтируется в подъемнике или кунге. Каждый из блоков представляет собой функционально законченное устройство. Управление лабораториями семейства осуществляется через 10 Мбит/с интерфейс стандарта Ethernet, с внешнего компьютера, на компьютере же сохраняются зарегистрированные данные.

Состав геофизической комплексной лаборатории «Кедр-02»:

– Блок геофизический (БГФ). Обеспечивает непрерывное декодирование информации от скважинного прибора и работу системы измерения глубины и скорости прибора. БГФ при помощи интерфейса стандарта Ethernet соединяется с внешним компьютером, а через последовательный канал обмена с другими блоками. Кроме того, в БГФ находится источник управляющих напряжений (ИУН) с выходной мощностью 100 Вт. диапазоном выходного напряжения до 300 В и тока до 0,5 А. Этот источник обеспечивает формирование стабилизированного постоянного напряжения или тока.

– Блок коммутации (БК). Осуществляет необходимые коммутации между тремя жилами кабеля, двумя источниками питания и входами АЦП блока геофизического, а также формирует цифровые последовательности, необходимые для управления скважинными приборами.

– Плоттер (ПЛ02). Обеспечивает представление результатов измерений в виде каротажных диаграмм на термобумаге.

– Универсальный источник питания (УИП). Обеспечивает формирование стабилизированного постоянного и переменного напряжения или тока, или смеси (переменный ток со сдвигом на постоянную составляющую). Для переменного тока форма сигнала может быть синусоидальной или программируемой формы.

Таблица 8.5. Выходные параметры УИП

Параметры	Значения
Выходная мощность, Вт	300
Постоянное напряжение, В	-300...+300
Постоянный ток, мА	-1500...1500
Переменное напряжение, В	0...220
Переменный ток, мА	0...1000
Частота, Гц	12...511

– Источник бесперебойного питания (ИБП). Обеспечивает питание аппаратуры при сбоях питания. Емкости батареи достаточно, например, для работы прибора СРК-73 в течение 2 часов.

Согласно Профессиональному стандарту для работников в области каротажа скважин специалист должен пройти обучение и проверку знаний норм и правил работы в электроустановках в объеме III группы по электробезопасности.

Для обеспечения устойчивой работы всех электротехнических приборов соответствующие выводы необходимо заземлить.

### 8.3. Экологическая безопасность

Геологоразведочные организации обязаны руководствоваться и соблюдать Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. и проводить соответствующие мероприятия, направленные на её сохранение.

При проектировании и производстве геофизических работ в скважинах должны соблюдаться необходимые меры по предотвращению загрязнения окружающей среды такие как охрана недр, вод, почв, лесов, воздушной среды, животного мира (Табл.8.7).



Таблица 8.6. Мероприятия по предотвращению воздействий на окружающую среду

<b>Окружающая среда</b>	<b>Вредное воздействие</b>	<b>Мероприятия по предотвращению</b>
Земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. вывоз, уничтожение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов
Лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
Водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, хлороторные)
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
Атмосфера	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Полная герметизация всего Технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов
Животный мир	Нарушение мест обитания представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса предохранительных мероприятий, планирование работ с учётом охраны животных

За несоблюдение предписанных законов об охране окружающей среды следует уголовная, административная или дисциплинарная ответственность.

Геофизические работы не являются существенным источником загрязнения водоемов. Сбросы загрязняющих веществ, превышающие установленные ПДК, могут произойти только при авариях автотранспорта (утопление техники в болоте, опрокидывание техники и т.д.). В случае возникновения таких ситуаций ущерб, причиненный водным ресурсам, будет возмещаться в соответствии с действующим законодательством.

Организация движения техники по площади работ предполагает

минимизировать пересечение водных объектов, требующих сооружения ледовых переправ и оборудованных съездов.

При выполнении работ потребление воды будет использоваться только для бытовых нужд. Источниками водопотребления будут поверхностные воды (реки, ручьи, снег). Загрязнение воды не планируется, поэтому в расчётах на компенсацию ущерба, наносимого окружающей среде, не учитываются.

Учитывая природные условия площади работ, виды и объёмы геологоразведочных и сопутствующих им работ, проектом предусматривается выполнение мероприятий по охране окружающей среды по следующим направлениям: сохранение почвенно-растительного слоя и травяного покрова; охрана водной среды (поверхностных водотоков, грунтовых вод); охрана воздушной среды; охрана животного мира и обращение с отходами.

#### 8.3.1. Сохранение почвенно-растительного слоя и травяного покрова

Состав бытовых отходов в местах проживания геофизической партии (бригады) не токсичен: металлические консервные банки, пластиковые бутылки и мешочки, стекло (бутылки, банки), бумага (окурки, упаковочный материал, газеты и т.д.), тряпки, пищевые отходы (очистки, кости и т.д.). Предполагается часть этих отходов утилизировать на месте, а часть вывезти на базу экспедиции и сдать в пункты вторсырья (стеклотара) или вывезти на специализированные полигоны складирования и утилизации отходов (пластик). Битая стеклотара инертна и по своим свойствам абсолютно идентична обломкам природных силикатных пород. Тем не менее, во избежание травм мелкой фауны (мыши, землеройки, земноводные и пресмыкающиеся), осколки стекла будут захоронены в выгребных ямах. Консервные банки будут отождены в печках, сплющены и захоронены (засыпаны) в выгребных ямах. В выгребных ямах будут также захоронены и пищевые отходы.

#### 8.3.2. Охрана водной среды

Геологоразведочные работы будут проводиться за пределами охранных

зон рек и ручьев в соответствии с их шириной, установленной для рек Томской области.

Для предотвращения смыва дождевыми водами в реки и ручьи технического мусора, остатков горюче-смазочных материалов и других при планировке площадок и мест временного хранения горюче-смазочных материалов предусматривается обваловка площадок земляным валом высотой не менее 1 м.

Для сохранения и исключения загрязнения горизонтов подземных вод в проекте предусмотрены мероприятия по ликвидационному тампонированию скважин.

Породный керн после проведения каротажа будет ликвидирован путем сбрасывания в зумпф. Геохимические исследования пород района работ показали отсутствие примесей радиоактивных и токсичных веществ ГОСТ 17.1.3.13-86 [2].

### 8.3.3. Охрана воздушной среды

Источниками загрязнения воздушной среды будут являться дизельные двигатели буровых установок, дизельные электростанции, используемые для освещения и отопления, жилых и бытовых вагон-домов и приготовления пищи, автотракторная техника.

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных дизельных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ. Ремонт дизельной техники будет производиться на базе предприятия с обязательной проверкой после ремонта состава отработанных газов и количества выбрасываемых загрязняющих веществ и приведением их в соответствие с техническими данными агрегатов.

На весь период работ, для перевозки грузов и персонала, будут использованы автомобили УРАЛ – 4320, для строительства дорог – бульдозер Б-170 М-1.01 ЕН. К работе будет допускаться только исправная техника, исключая загрязнение воздушной среды отработанными

газами сверх предусмотренного техническими характеристиками ГОСТ 17.2.1.03-84.

#### 8.3.4. Охрана животного мира

На участке проведения полевых работ массовых миграций крупных диких животных не происходит, поэтому специальных мероприятий по их защите не предусматривается. Для предотвращения гибели мелких животных предполагается оборудовать мусорные ямы крышками; все ямы и зумпф после окончания работ на каждой проектной точке будут засыпаны в ходе работ по восстановлению рельефа и почвенного слоя.

#### 8.3.5. Контроль сбросов вредных химических веществ

В рамках работы лаборатории проводится контроль сбросов вредных химических веществ посредством регулярного отбора и последующего лабораторного анализа. Контроль осуществляется в выпусках в сточные воды и точках отведения стоков.

### 8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-2016 [4] чрезвычайная ситуация – это обстановка в конкретном локальном месте, образовавшаяся в результате аварии, опасного природного явления, которые наносят вред здоровью людей (или смерть) и природной среде.

Пожар является самым распространённым опасным явлением. Чтобы предотвратить его возникновение на этапе проектирования важно грамотно разработать проектную документацию.

Система обеспечения пожарной безопасности: система предотвращения пожара, система противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Цель всех мероприятий довести эксплуатируемый объект к установленным нормативам:

свести к минимуму вероятность возникновения пожара;

достичь устойчивости конструкции к возникновению огня (огнестойкость, огнезащита, пути эвакуации);

обеспечить оперативное пожаротушение.

Чтобы ликвидировать пожар применяют следующие средства тушения:  
огнетушащие вещества с учётом класса возгорания (вода, пена, порошок, аэрозоль – эти вещества заправляют в огнетушители, установки и аппараты);  
установки пожаротушения (система трубопроводов, модуль управления, датчики и установки выпуска пены);  
технические средства (извещатели, сигнализация);  
мобильные средства (пожарные автомобили, вертолёты закреплены за подразделениями пожарной охраны);  
первичные средства тушения (огнетушители, пожарные краны, асбестовые покрывала);  
подручные средства тушения (песок, одеяла, земля).

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

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

Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

В каротажной станции, в которой расположена лаборатория и ЭВМ, предъявляются следующие общие требования:

- наличие инструкций о мерах пожарной безопасности;
- наличие схем эвакуации людей в случае пожара;
- средства пожаротушения (огнетушитель типа ОУ-2).

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа.

#### ВЫВОД ПО РАЗДЕЛУ

В ходе написания была оценена практическая значимость полученных результатов раздела «Социальная ответственность».

В разделе были подробно описаны и разобраны:

- объект и цель проекта работ;
- права и обязанности работника;
- организационные вопросы по безопасности;
- производственная безопасность при выявленных вредных и опасных факторах при проведении исследований (Табл. 8.1);
- мероприятия на поддержание экологической безопасности (Табл. 8.6).

Проектируемые работы имеют отношение практически ко всем группам

по безопасности: работы с электрическими установками, с горюче-смазочными материалами, взрывчатыми веществами, источниками ионизирующего излучения, высокотехнологичными приборами, требующими подтвержденной квалификации и точности в обращении.

Жизнь и здоровье человека является одной из главных задач предприятия. При выполнении работ любого характера человек в первую очередь должен руководствоваться инструкцией и соображениями здравого смысла.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассматривалось Пуглалымское нефтяное месторождение, которое размещено на западе Каргасокского района в Томской области, на предмет проектирования скважины, в которой будет проведен запроектированный комплекс ГИС скважины ПУГЛАЛЫМСКАЯ 1.

Проведен детальный анализ и обзор информации по геологическому строению месторождения, геолого-геофизической изученности Пуглалымского месторождения.

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

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для проектируемых работ, определены действия этих факторов на организм человека и предложены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

Стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной партией с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ составила 393 769,23 рублей.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Пересчёт запасов УВ Пуглалымского месторождения. Собственник отчёта АО «Томскнефть» ВНК. – Стрежевой, Томск, 2018.
- 2) Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири – Москва: Изд-во Недр, 1975. – 680 с.
- 3) Коровин Михаил Олегович. Методика количественной оценки латеральной анизотропии фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на базе комплексного анализа геолого-геофизических данных. // Диссертация на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук. – Томск, 2014.
- 4) РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. - Минэнерго России, 07.05.2001 – 280 с.
- 5) Выделение поровых пластов-коллекторов, разделение их по характеру насыщения и определение эффективных и нефтегазонасыщенных толщин. [Электронный ресурс]: <https://niitek.ru/post/chto-takoe-kollektor-nekollektor/>.
- 6) Определение массовой глинистости, пористости и минерального состава пород. [Электронный ресурс]:  
[https://studbooks.net/1770660/geografiya/opredelenie\\_massovoy\\_glinistosti\\_poristosti\\_mineralnogo\\_sostava\\_porod/](https://studbooks.net/1770660/geografiya/opredelenie_massovoy_glinistosti_poristosti_mineralnogo_sostava_porod/)
- 7) КСА-Т [Электронный ресурс]: <https://neftegaz.ru/tech-library/geofizicheskoe-oborudovanie-i-apparatura/141276-pribor-kompleksnyy-skvazhinnyy-ksa-t-7-t3-110-120-60-varta/>
- 8) ОНИКС [Электронный ресурс]: [http://www.karotazh.ru/sites/default/files/files/kontrol\(1\).pdf](http://www.karotazh.ru/sites/default/files/files/kontrol(1).pdf)
- 9) СОВА [Электронный ресурс]: <http://niid-50.ru/cable.html>
- 10) Закревский К.Е. Геологическое моделирование горизонта Ю<sub>1</sub> Томской области. – Томск: Издательский Дом Томского государственного

университета, 2016. – 154 с.

11) Паровинчак, Константин Михайлович. Обоснование комплексного освоения нефтегазоконденсатных месторождений Томской области // Тема диссертации и автореферата по ВАК РФ 25.00.16, кандидат геолого-минералогических наук. – Томск, 2013.

12) Р.Т. Хаматдинов, В.А. Пантюхин, Д.В. Белоконь, В.М. Теленков. Технология производства ГИС горизонтальных скважин аппаратурно-программным комплексом Каскад-А. // Статья в журнале «Каротажник» // – Тверь.: Изд-во Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах, 2015.

13) Приборы автономные и оборудование для геофизических исследований на буровом инструменте. [Электронный ресурс]: <https://docplayer.ru/79014313-В-pribery-avtonomnye-i-oborudovanie-dlya-geofizicheskikh-issledovaniy-na-burovom-instrumente.html>.

14) Хаматдинов Р.Т., Теленков В.М. Комплекс автономной аппаратуры Каскад-А по определению фильтрационно-емкостных свойств пород в горизонтальных скважинах. // Статья в журнале «Каротажник» // – Тверь.: Изд-во Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах, 2016.

15) Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ Министерство природных ресурсов РФ (07.05.1998).

16) Сборник единичных районных расценок ООО "Восточная транснациональная компания" на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ, Москва, 2000.

17) Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ ПОСН 81-2-49, утв. Минтопэнерго РФ, МПР РФ и ОАО «Газпром» 05.98.

- 18) Общесоюзный классификатор отрасли народного хозяйства (ОКОНХ). Утв. Госкомстатом СССР, Госпланом СССР, Госстандартом СССР 01.01.76. (Ред. от 15.02.2000).
- 19) Шульцев А.Н., Бескаравайный Г.Н. Особенности ценообразования в промышленной геофизике на примере ОАО Башнефтегеофизика». Изд-во: журнал «Нефтегазовое дело» – 2015.
- 20) Закон Томской области от 09.07.2003 № 83 – ОЗ «Об охране труда в Томской области».
- 21) «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
- 22) «Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», согласованные с Госгортехнадзором России 15.11.99.г., утвержденные совместным приказом МПР РФ и Минтопэнерго РФ от 28.12.99 г. № 445/323.
- 23) ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. От 09 июня 2016 года №12.0.003-2015.
- 24) ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. От 29 сентября 1988 года №12.1.005-88.
- 25) СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. От 01 октября 1996 года №2.2.4.548-96.
- 26) СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. От 03 июня 2003 года №2.2.2/2.4.1340-03.
- 27) ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание). От 29 декабря 2014 года №12.1.003-2014.