

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

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических исследований скважин с целью выявления коллекторов и оценки фильтрационно-емкостных свойств на Герасимовском месторождении нефти (Томская область).

УДК 553.98:552.578.2.061.4:550.83 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Шевкунов И.И.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гаврилов М.Н.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Геология»

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

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

1. Исходные данные к работе: Материалы собранные на преддипломной практике; Опубликованные материалы; Открытые источники;

2. Содержание расчетно-пояснительной записки:

Титульный лист
Запланированные результаты обучения
Задание на выполнение ВКР
Реферат
Обозначения, сокращения
Оглавление

ВВЕДЕНИЕ

1. **ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕРАСИМОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**
 - 1.1 Географо-экономический очерк района работ
 - 1.2 Геолого-геофизическая изученность района
 - 1.3 Геологическое строение Герасимовского месторождения
2. **ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**
 - 2.1 Литолого-стратиграфический разрез
 - 2.2 Тектоника
 - 2.3 Нефтегазоносность
 - 2.3 Петрофизическая характеристика разреза
 - 2.5 Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов
3. **АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**
4. **ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ**
 - 4.1 Геофизические методы исследования и их задачи.
 - 4.2 Объект исследования скважина № 203
 - 4.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса
 - 4.4 Выделение коллекторов и эффективных толщин
 - 4.5 Определение удельного электрического сопротивления
 - 4.6 Определение характера насыщения пластов-коллекторов
 - 4.7 Определение коэффициентов пористости
 - 4.8 Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности коллекторов
 - 4.9 Определение проницаемости коллекторов
5. **МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ**
 - 5.1 Методика проектных геофизических работ

- 5.2 Метрологическое обеспечение работ
- 6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ
 - 6.1 Результаты геофизических исследований по разрезу скважины № 1118
- 7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ
 - 7.1 Организационно-экономический раздел
 - 7.1.1 Характеристика предприятия, на базе которого будет выполняться проектируемый объем работ
 - 7.1.2 Смета расходов на проектируемые работы
- 8.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ
 - 8.2.1 Производственная безопасность
 - 8.2.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению(техника безопасности)
 - 8.2.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению (производственная санитария)
 - 8.2.3 Пожарная и взрывная безопасность
 - 8.2.4 Экологическая безопасность
 - 8.2.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Список литературы

3. Перечень графического материала:

- 3.1 Обзорная карта района работ
- 3.2 Геологический разрез Герасимовского месторождения
- 3.3 Тектоническая карта района работ
- 3.4 Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты
- 3.5 Структурная карта Герасимовского месторождения
- 3.6 ФГМ продуктивной части Герасимовского месторождения.
- 3.7 Каротажные диаграммы (ПС, КС, БК, НКТ, ГК) скважины №203 Герасимовского месторождения.

Графические материалы приводятся в пояснительной записке и в виде слайдов в презентации.

4. Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

По геологии: Кныш С.К.

По экономики Кочеткова О.П.

По безопасности жизнедеятельности Задорожная Т.А.

5. Дата выдачи задания на выполнения выпускной квалификационной работы:

Руководитель: _____ Гаврилов М.Н.

« ____ » _____ 2017 г.

Задание принял к исполнению студент: _____ Шевкунов И.И.

« ____ » _____ 2017 г.

Аннотация

Данный проект состоит из следующих частей: общей, проектной, специальной, технико-экономической и части, в которой рассмотрены производственная и экологическая безопасность при проведении геофизических работ.

Общая часть содержит сведения о географическом положении, климатических особенностях района, на территории которого расположено месторождение, дана характеристика района и его геологическое строение.

В проектной части рассматриваются задачи по геофизическим методам исследования скважин и их решение с предоставлением расчетов, графиков, по Герасимовскому месторождению.

В специальной части производится анализ геофизических исследований по разрезу скважины №1118.

Технико-экономическая часть включает главы, которые отражают организационно-экономические вопросы проведения геофизических работ, расчет и обоснование стоимости проекта, а так же производственная и экологическая безопасность при проведении геофизических работ, приведены меры безопасности жизнедеятельности при выполнении работ.

Реферат

Тема: Комплекс геофизических исследований скважин с целью выявления коллекторов и оценки фильтрационно-емкостных свойств на Герасимовском месторождении нефти (Томская область).

Страниц:128

Таблиц:15

Рисунков:9

Использованная литература 23 наименований

В специальном исследовании излагаются результаты геофизических исследований по разрезу скважины № 1118. Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов на Герасимовском месторождении. В проектной части рассматривается объект исследования скважина № 203.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	13
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	13
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность района	15
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	20
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	20
2.2 Тектоника.....	27
2.3 Нефтегазоносность.....	32
2.4 Петрофизическая характеристика разреза.....	42
2.5 Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.	43
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	55
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.	59
4.1 Геофизические методы исследования и их задачи.....	59
4.2 Объект исследования разрез скважины № 203	59
4.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	67
4.4 Выделение коллекторов и эффективных толщин.....	68
4.5 Определение удельного электрического сопротивления.....	69
4.6 Определение характера насыщения пластов-коллекторов.....	71
4.7 Определение коэффициентов пористости.....	72
4.8 Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности коллекторов	75
4.9 Определение проницаемости коллекторов.....	76
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	81
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	81

5.2 Метрологическое обеспечение работ.....	83
6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ.....	86
6.1 Результаты геофизических исследований по разрезу скважины № 1118.....	86
7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	95
7.1 Организационно-экономический раздел	95
7.1.1 Характеристика предприятия, на базе которого будет выполняться проектируемый объем работ.....	95
7.1.2 Смета расходов на проектируемые работы.....	99
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	109
8.2 Производственная и экологическая безопасность при проведении геофизических работ.....	109
8.2.1 Производственная безопасность	109
8.2.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению(техника безопасности).....	113
8.2.3 Пожарная и взрывная безопасность.....	122
8.2.4 Экологическая безопасность.....	124
8.2.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	127
Список литературы	128

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

Геофизические исследования в скважинах Герасимовского месторождения выполнялись в соответствии с требованиями «Технической инструкции по проведению ГИС», утвержденной Мингео СССР 04.05.84 г., и других руководящих документов.

Геофизические исследования включали в себя следующие виды: общие, детальные и контроль за техническим состоянием скважин.

Общие исследования проводились в разведочных скважинах по всему стволу в масштабе 1:500 и охватывали следующие методы: стандартный каротаж (градиент-зонд А2М0,5N и ПС), гамма и нейтронный гамма-каротаж ГК и НГК, кавернометрию, профилометрию и инклинометрию, в эксплуатационных скважинах - стандартный и радиоактивный каротажи.

Детальные геофизические исследования проводились в возможно продуктивных отложениях в масштабе 1:200. Эти работы включали в себя основной (обязательный) комплекс, состоящий из следующего набора методов (в разведочных скважинах):

Стандартный каротаж подошвенным и кровельным градиент-зондами (А2М0,5N, N0,5M2,0A) и потенциал - зондом (N8,0M0,5N) с одновременной записью потенциала самопроизвольной поляризации (ПС);

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) подошвенными градиент зондами А0,4M0,1N; А1,0M0,1N; А2,0M0,5N; А4,0M0,5N и А8,0M1,0N;

Микрозондирование (МЗ) микро-потенциал-зондом А0,05 и микроградиент - зондом А0,025M0,025N;

Боковое микрозондирование (БМК) с записью микрокавернометрии;

Боковой каротаж (БК);

Индукционный каротаж (ИК) с записью зондами 6Ф1 или 8И1;

Радиоактивный каротаж с записью естественной (ГК) и наведенной (НТК, НКТ) радиоактивности;

8. Акустический каротаж (АК) по скорости (T_1 , T_2 , ΔT) и затуханию (A_1 , A_2 , α) с записью волновых картин (ФКД);

9. Кавернометрия и (или) профилометрия.

В эксплуатационных скважинах основной комплекс выполнялся в сокращенном варианте: исключены микрометоды (МЗ, БМК), кавернометрия и акустический каротаж.

В целях контроля за техническим состоянием ствола скважин кроме кавернометрии, профилометрии и инклинометрии, выполнявшихся в открытом стволе, проводились термометрия (ОЦК), акустический каротаж (АКЦ) для определения высоты подъема цемента и оценки качества

тампонажных работ; электромагнитная дефектоскопия (ДСП) для определения герметичности колонн и локатор муфт (ЛМ) для контроля за перфорацией. В эксплуатационных скважинах кроме того проводились замеры гамма-гамма каротажем.

При проведении исследований использовались каротажные станции ПОКС и ЛКС-7, подъемники ПК-2, ПКС-3,5, кабель КТ-3-67-100, или КГ-3-67-180.

Газовый каротаж проводился станцией АГКС-М с поплавковым дегазатором.

При проведении радиоактивного каротажа использовались источник нейтронов PuBe мощностью $5,13 \cdot 10^6$ н/сек, счетчики Si23G .

Скважинная аппаратура и оборудование проходили стандартизацию и эталонировку в соответствии с действующими инструкциями.

Запланированный комплекс ГИС, в основном, выполнен во всех скважинах.

Качество геофизических материалов по разведочным скважинам оценивалось интерпретационной службой Томской геофизической экспедиции по исследованиям скважин (ТГЭИС), по эксплуатационным - камеральной партией треста «Томскнефтегеофизика».

При составлении отчета проведен анализ качества ГИС с точки зрения возможности использования их при подсчете запасов. При этом особое внимание было уделено методам, используемым для количественных определений подсчетных параметров - АК, ГК, НГК и ИК.

Качество материалов, в основном, хорошее. Снижение качества ГИС до удовлетворительного было проведено по следующим причинам:

- Отсутствие перекрытий КС в масштабе 62,5 Ом в высокоомых пластах, что затрудняет проверку качества материалов БКЗ и уточнение удельного сопротивления промывочной жидкости;

- Отсутствие в некоторых скважинах эталонировок отдельных методов;

- записи кривых в нестандартных масштабах;

Признаны некачественными материалы АК по скважине 5, выполненные до спуска технической колонны, (интервал 2450-2600 из-за частых срывов и несоответствия характеристик другим методам ГИС).

Проведенный в открытом стволе скважин комплекс геофизических исследований, в целом, позволяет решить задачи литологического расчленения и корреляции разрезов скважин, выделять породы-коллекторы в изучаемом разрезе, определять характер насыщения, оценивать коллекторские свойства и нефтенасыщенность пластов.

4. Проектная часть

4.1 Геофизические методы исследования и их задачи.

Бурение скважин проводилось долотами диаметром 190 мм или 216 мм. В качестве промывочной жидкости применялся пресный глинистый раствор. Необходимые параметры промывочной жидкости поддерживались добавлением различных химреагентов. Удельный вес промывочной жидкости изменялся от 1,1 до 1,16 г/см³, вязкость 20-60 сек., водоотдача от 6 до 12 см³/30 с. Удельное сопротивление промывочной жидкости изменялось от 2 до 5 Омм при температуре 20° С, в пределах перспективных интервалов от 0,8 до 2,7 Омм.

Температура на забое скважины изменялась от 94 до 104 градусов С.

Минерализация пластовых вод в перспективной части разреза изменялась от 42,87 г/л (горизонт Ю₁, васюганская свита) до 78,8 г/л (палеозой).

Геологические разрезы скважин представлены песчано-глинистыми отложениями мезозойской и кайнозойской систем и кремнисто-глинисто-карбонатными породами палеозойской системы.

Продуктивные коллектора приурочены к отложениям юры и коры выветривания палеозоя.

Задачи:

1. Литологическое расчленение разреза.
2. Выделение пластов-коллекторов.
3. Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.
4. Определение характера насыщения коллекторов.

4.2 Объект исследования разрез скважины 203

Геолого-геофизический разрез продуктивной части месторождения представлен отложениями палеозойского и мезозойского возраста.

Юрские отложения представлены тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свитами. В тюменской свите выявлены малые залежи нефти в пластах Ю₁₂, Ю₁₁, Ю₉, Ю₈, Ю₇.

В отложениях васюганской свиты пластов Ю₁⁵, Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁¹⁻², Ю₂ имеются газоконденсатные залежи.

Исследованный геолого-геофизический разрез скважины №203 Герасимовского месторождения сложен песчаниками, глинами, углями (юрские отложения) и кремнистыми, глинисто-кремнистыми, карбонатными отложениями палеозойского возраста.

Характеристика юрских отложений

При анализе каротажной диаграммы юрской части разреза можно сделать следующие выводы:

В качестве маркирующего опорного интервала использована баженовская свита (2612-2628 м), сложенная битуминозными аргиллитами, т.к. она имеет четкую геофизическую характеристику, а именно аномально повышенные значения естественной радиоактивности, повышенные значения удельного электрического сопротивления (рис. 10).

Подосва баженовской свиты является реперной поверхностью на юго-востоке Западно-Сибирской плиты.

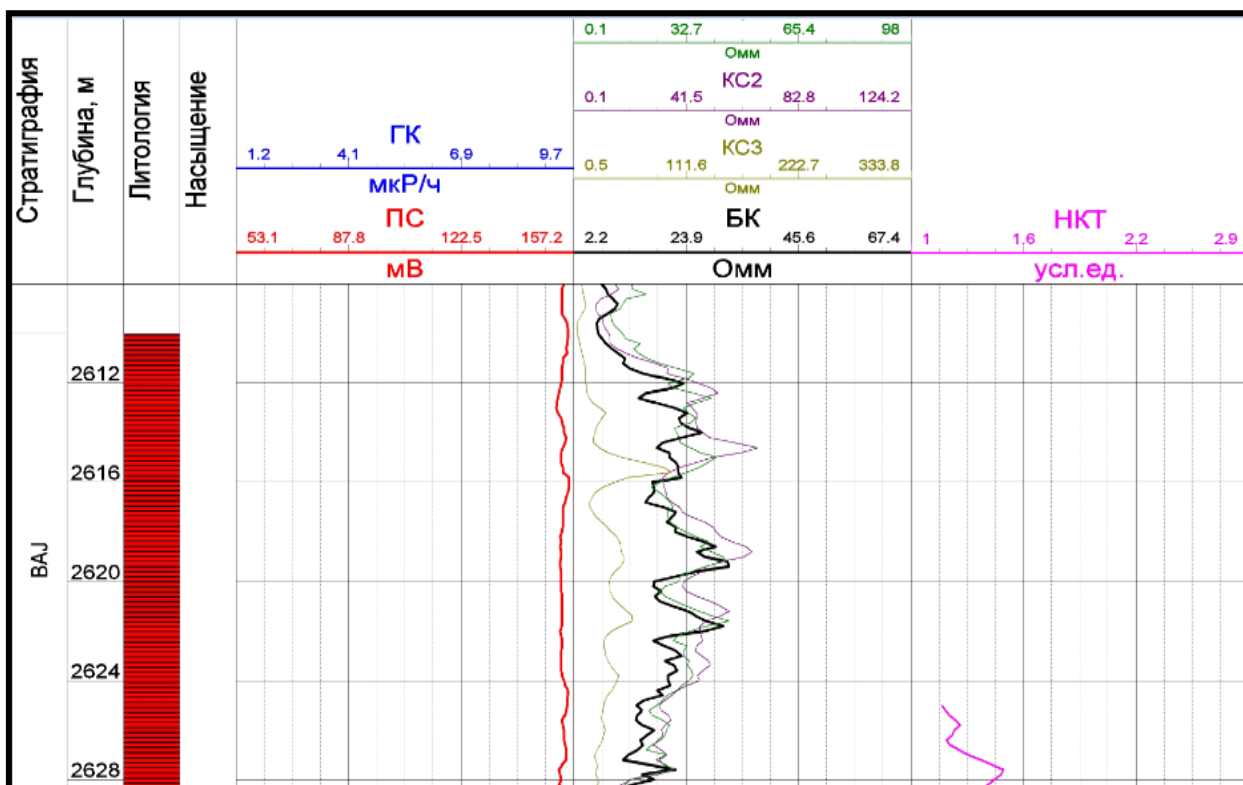


Рис. 10. Геофизическая характеристика интервала разреза Баженовской свиты.

В юрском разрезе выделяются семь пластов-коллекторов.

Пласт-коллектор Ю₁₋₄ залегает в интервале 2668 – 2678м, представлен газонасыщенным песчаником. На диаграммах ГИС данный пласт в сравнении с вмещающими породами характеризуется повышенными значениями удельного электрического сопротивления по методу КС около 30 Омм, отрицательной аномалией ПС, низкими значениями естественной радиоактивности около 5,5 мкР/ч. По данным метода НКТ можно наблюдать положительную аномалию со средним значением 2,2 усл. Ед. Данный пласт перекрыт мощной крышкой, которая представлена глинистыми разностями (рис. 11).

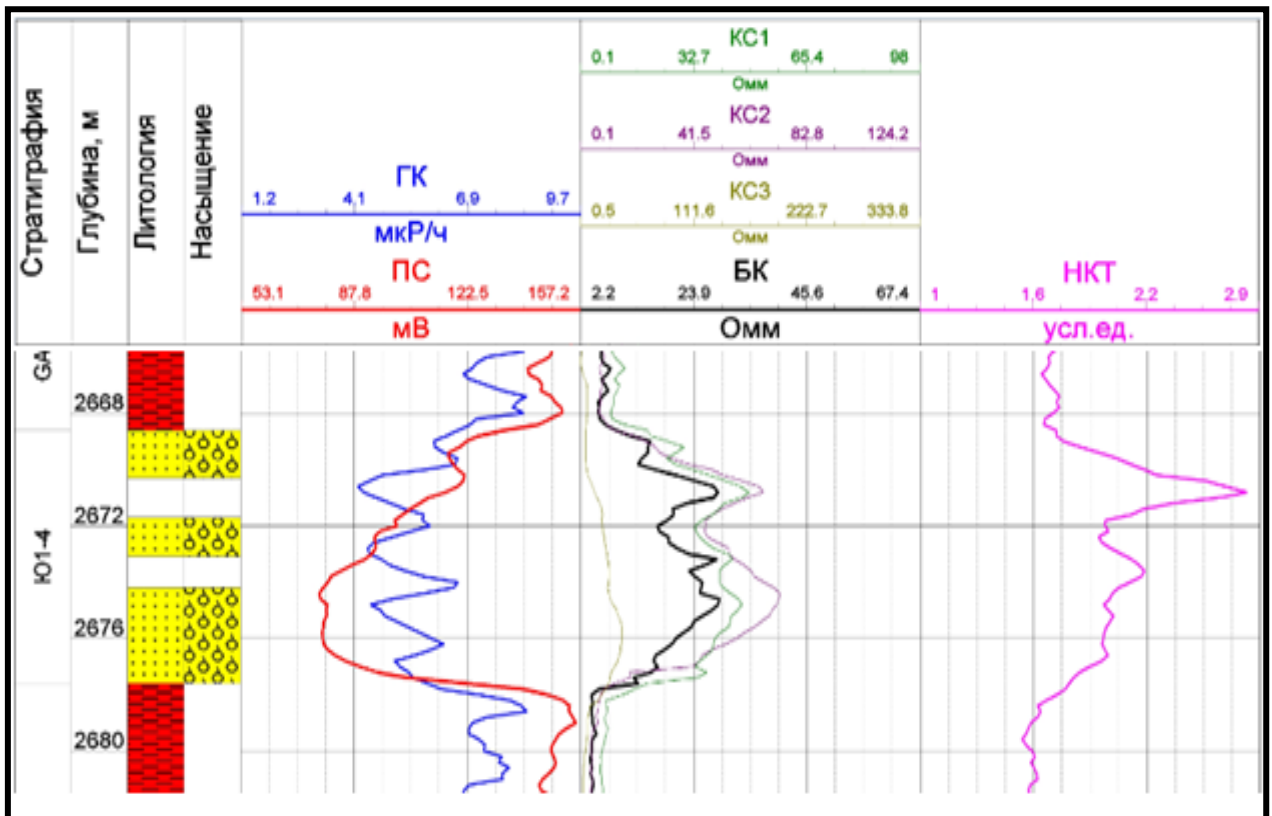


Рис.11. Геофизическая характеристика интервала разреза пласта Ю₁₋₄.

Пласт Ю₂ залегает в интервале 2688,2 – 2698,5 м., представлен газонасыщенным песчаником. На диаграммах ГИС можно наблюдать отрицательную аномалию метода ПС, значения удельного электрического сопротивления (метод КС) составляют порядка 20 Омм. По методу ГК так же можно наблюдать отрицательную аномалию (5,1 мкР/ч). Значения нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ) немного больше чем у глинистых пород, 2 усл. ед. (рис. 12).

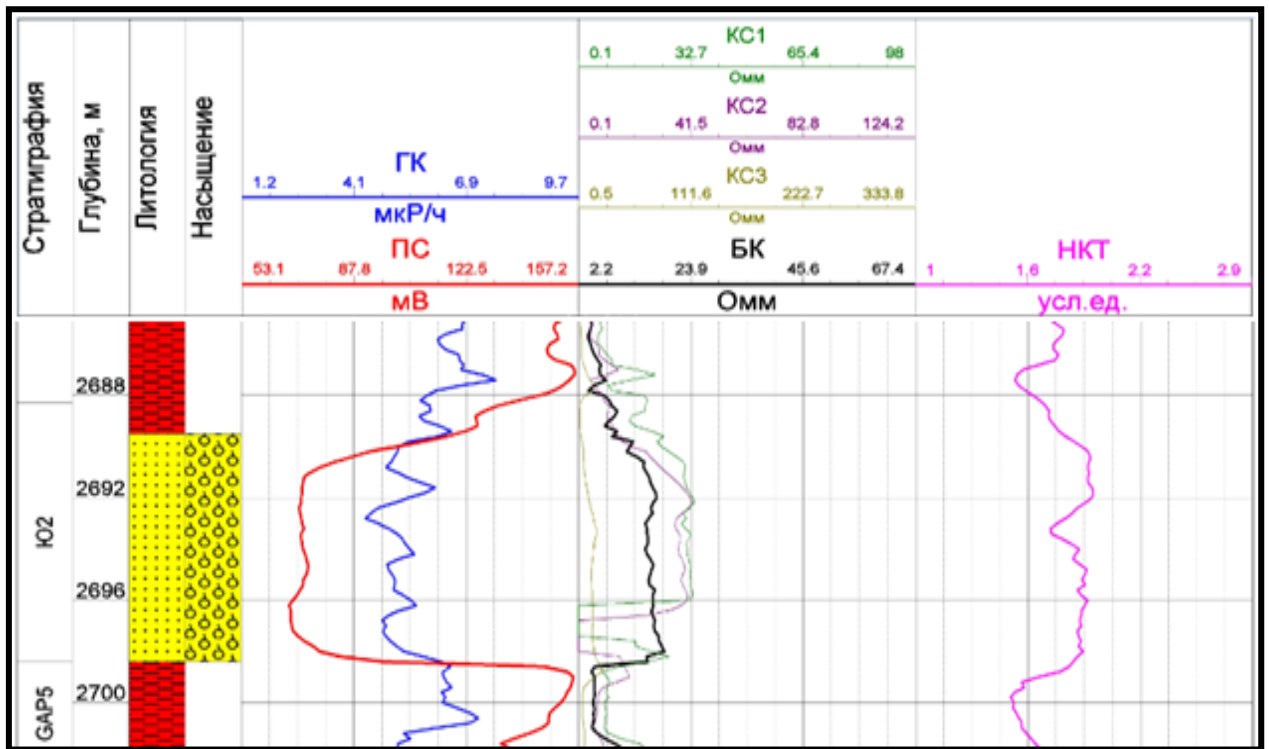


Рис.12. Геофизическая характеристика интервала разреза пласта Ю₂.

Пласт-коллектор Ю₆ залегает в интервале 2790 – 2797 м и представлен водонасыщенным песчаником. По данным ГИС данный пласт характеризуется отрицательной аномалией метода ПС, пониженными значениями радиоактивности около 6,9 мкР/ч, по методу КС средние значения около 11 Омм, по методу НКТ – 1,7 усл. ед. (рис. 13).

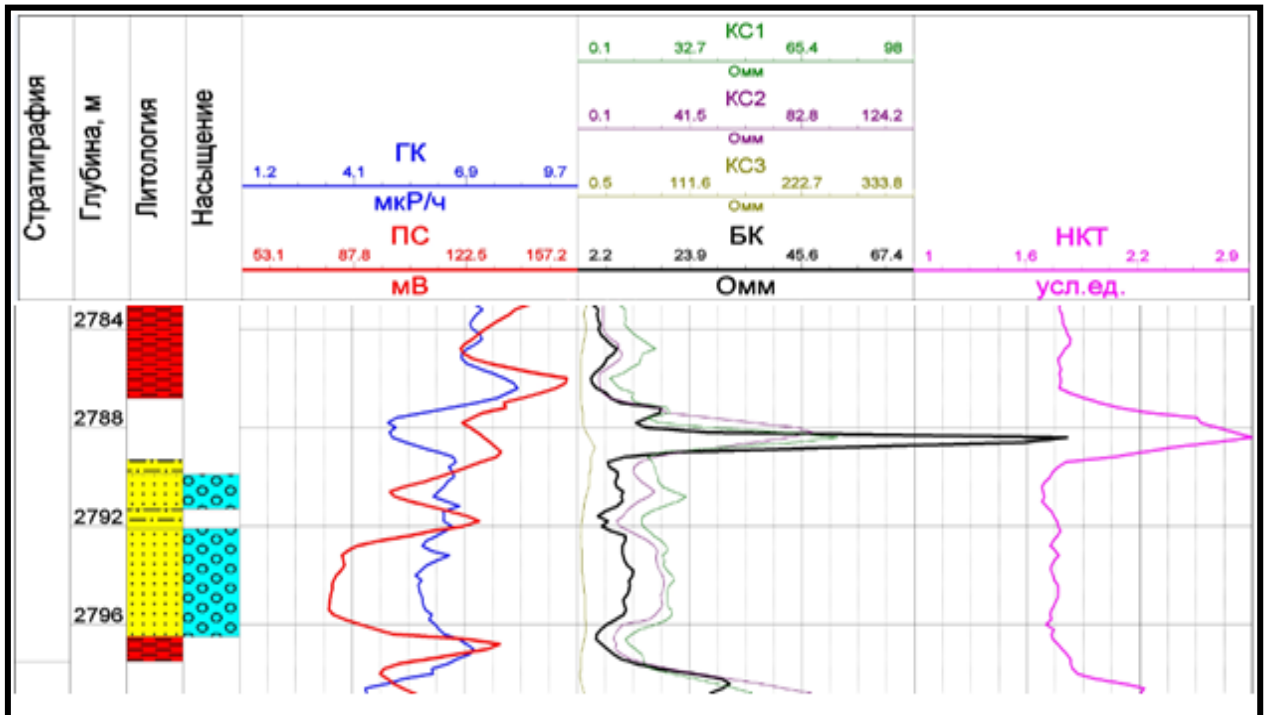


Рис.13. Геофизическая характеристика интервала разреза пласта Ю₆.

Пласт-коллектор Ю₈ залегает в интервале 2804 – 2827 м., представлен водонасыщенным песчаником. В данном пласте коллекторе можно наблюдать пропластки глин, которые отчетливо выделяются по методу ПС повышенными значениями, сам же пласт-коллектор имеет отрицательную аномалию ПС, по НКТ данный пласт не выделяется. Удельное электрическое сопротивление (по методу КС) около 13 Омм, по методу ГК наблюдаются пониженные значения радиоактивности около 5,3 мкР/ч (рис. 14).

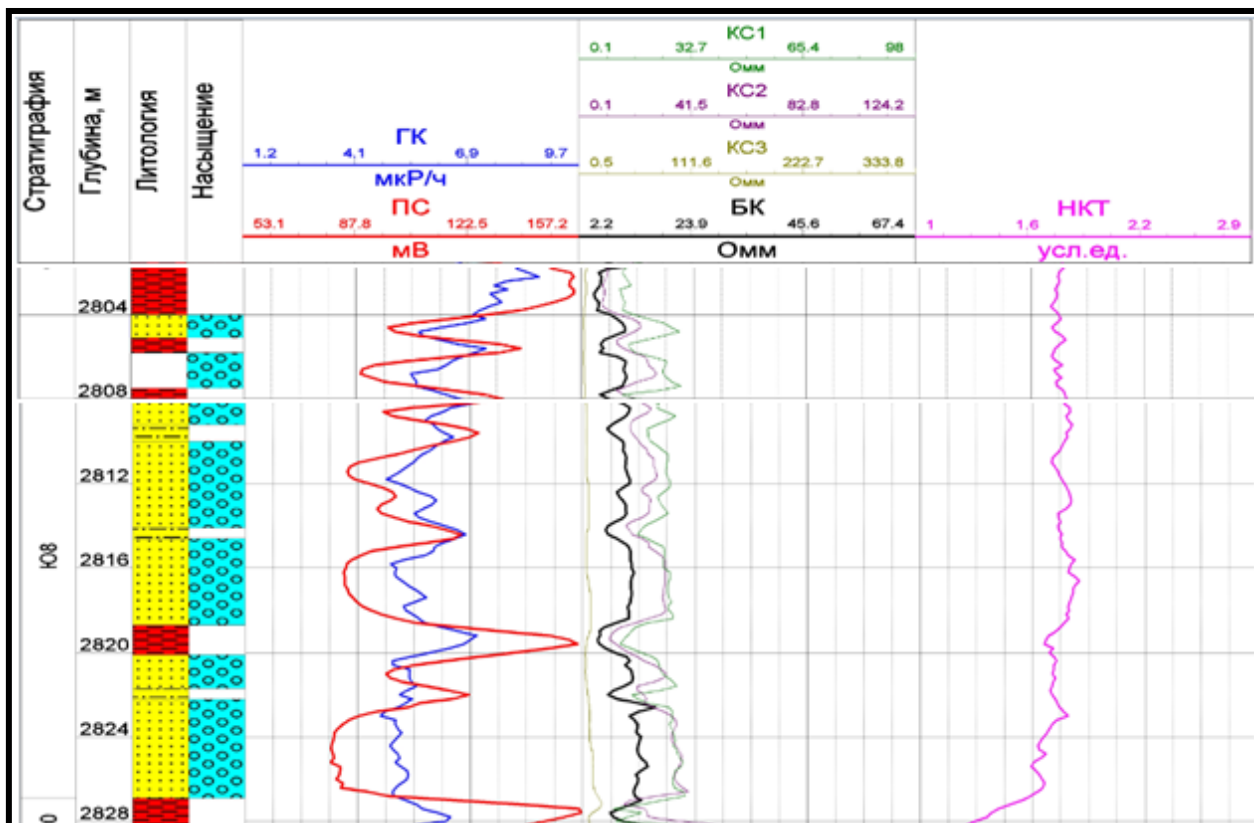


Рис.14. Геофизическая характеристика интервала разреза пласта Ю₈.

Пласт-коллектор Ю₉ залегает в интервале 2836-2846 м, представлен нефтенасыщенным песчаником. По данным ГИС характеризуется отрицательной аномалией ПС, значения удельного электрического сопротивления (метод КС) составляют около 15 Омм, значения радиоактивности понижены, около 5,1 мкР/ч, по данным НКТ пласт не выделяется (рис. 15).

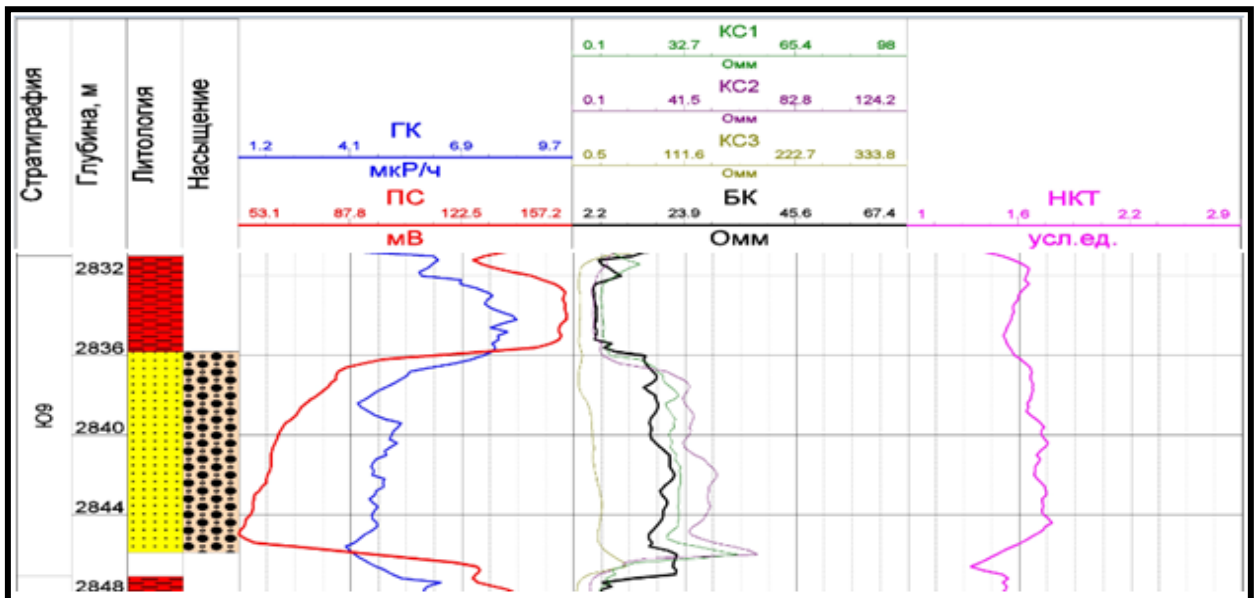


Рис.15. Геофизическая характеристика интервала разреза пласта Ю₉.

Пласт-коллектор Ю₁₀ залегает в интервале 2865,5-2869 м, представлен нефтенасыщенным песчаником. На диаграммах ГИС данный пласт характеризуется отрицательной аномалией РС, значениями удельного электрического сопротивления (метод КС) около 30 Ом, значениями радиоактивности около 3,9 мкР/ч, по данным НКТ пласт не выделяется (рис. 16).

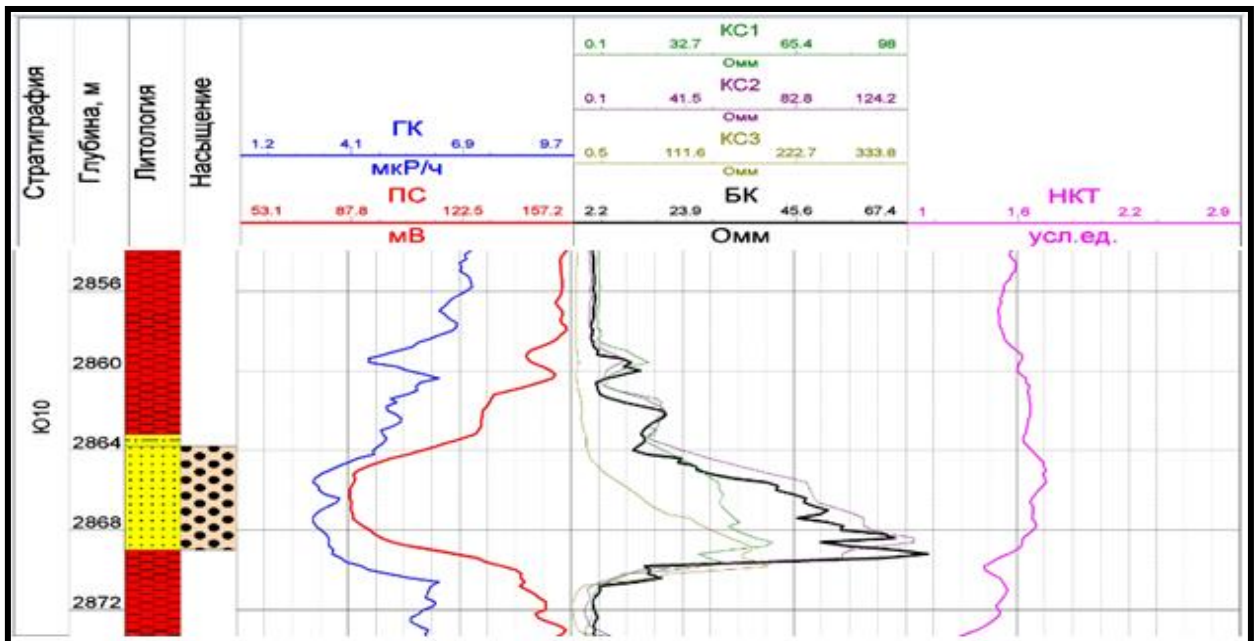


Рис.16. Геофизическая характеристика интервала разреза пласта Ю₁₀.

Пласт-коллектор Ю₁₁ залегает в интервале 2889-2894,5 м, представлен нефтенасыщенным песчаником. На диаграммах ГИС характеризуются отрицательной аномалией ПС, значениями удельного электрического сопротивления (метод КС) около 11 Ом, значениями радиоактивности около 4,2 мкР/ч, по данным НКТ значения около 1,6 усл. ед. (рис.17).

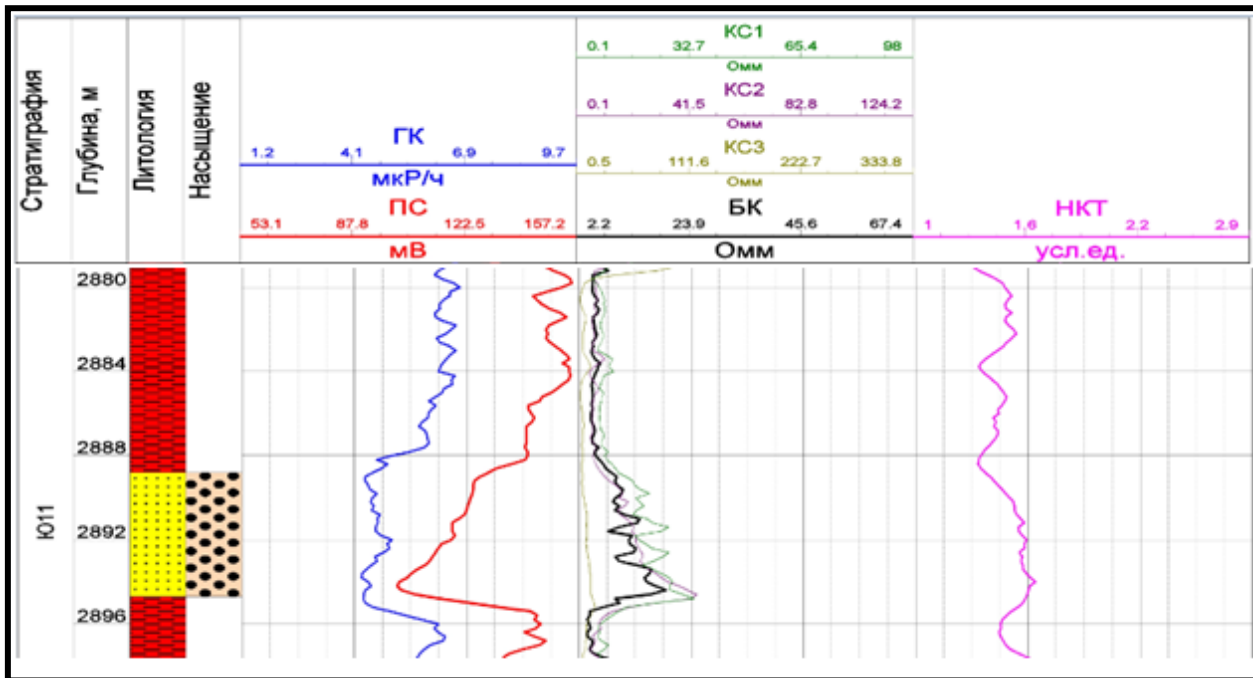


Рис.17. Геофизическая характеристика интервала разреза пласта Ю₁₁.

Глинистым интервалам по данным ГИС соответствуют пониженные значения удельного электрического сопротивления (по методу КС) около 2 Ом, положительным аномалиям ПС, высоким значениям радиоактивности около 7,2 мкР/ч, значения по НКТ составляют около 1,5 усл. ед. (рис. 18).

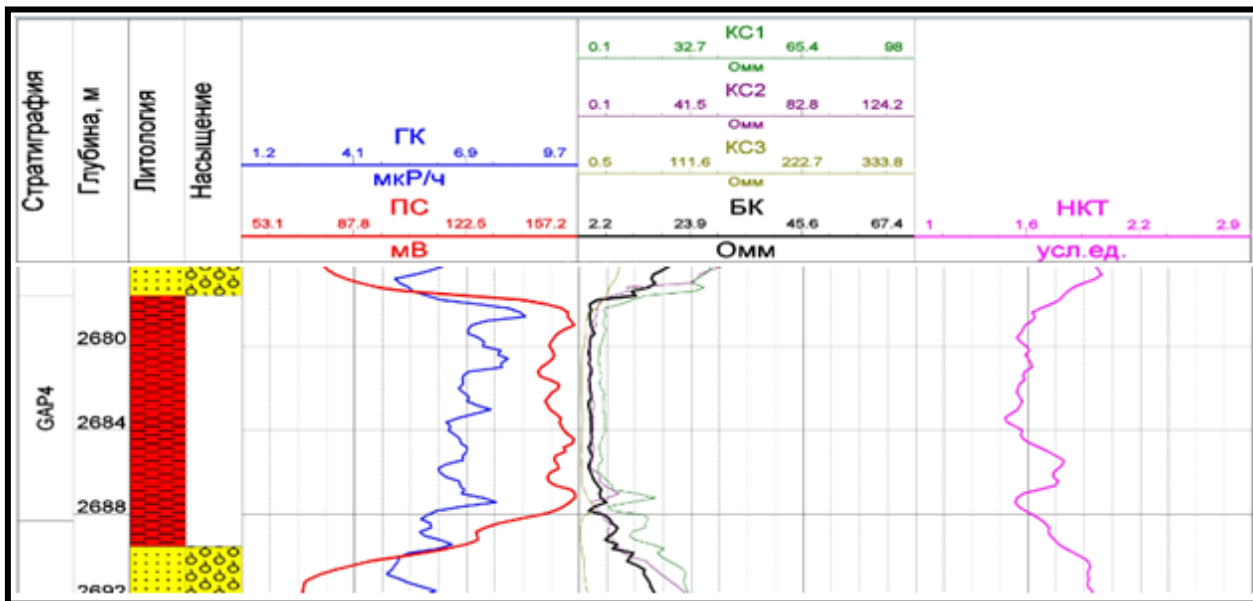


Рис. 18. Геофизическая характеристика интервала разреза глинистого пласта (2678-2690м).

Характеристика палеозойских отложений (пласт М)

В кровле палеозойских пород вскрыта толща измененных отложений, в которых сформирован коллектор, названный пластом М. По данным ГИС пласт М выражен низкоомной характеристикой (по методу КС). На против пластов песчаников можно наблюдать отрицательную аномалию ПС, значения радиоактивности так же относительно низкие, около 3,8 мкР/ч, по данным НКТ песчаные пласты имеют значения около 1,6 усл. ед. Глинистые образования пласта М выделяются положительными аномалиями ПС, значения естественной радиоактивности слабо повышены, около 4,1 мкР/ч (рис. 19).

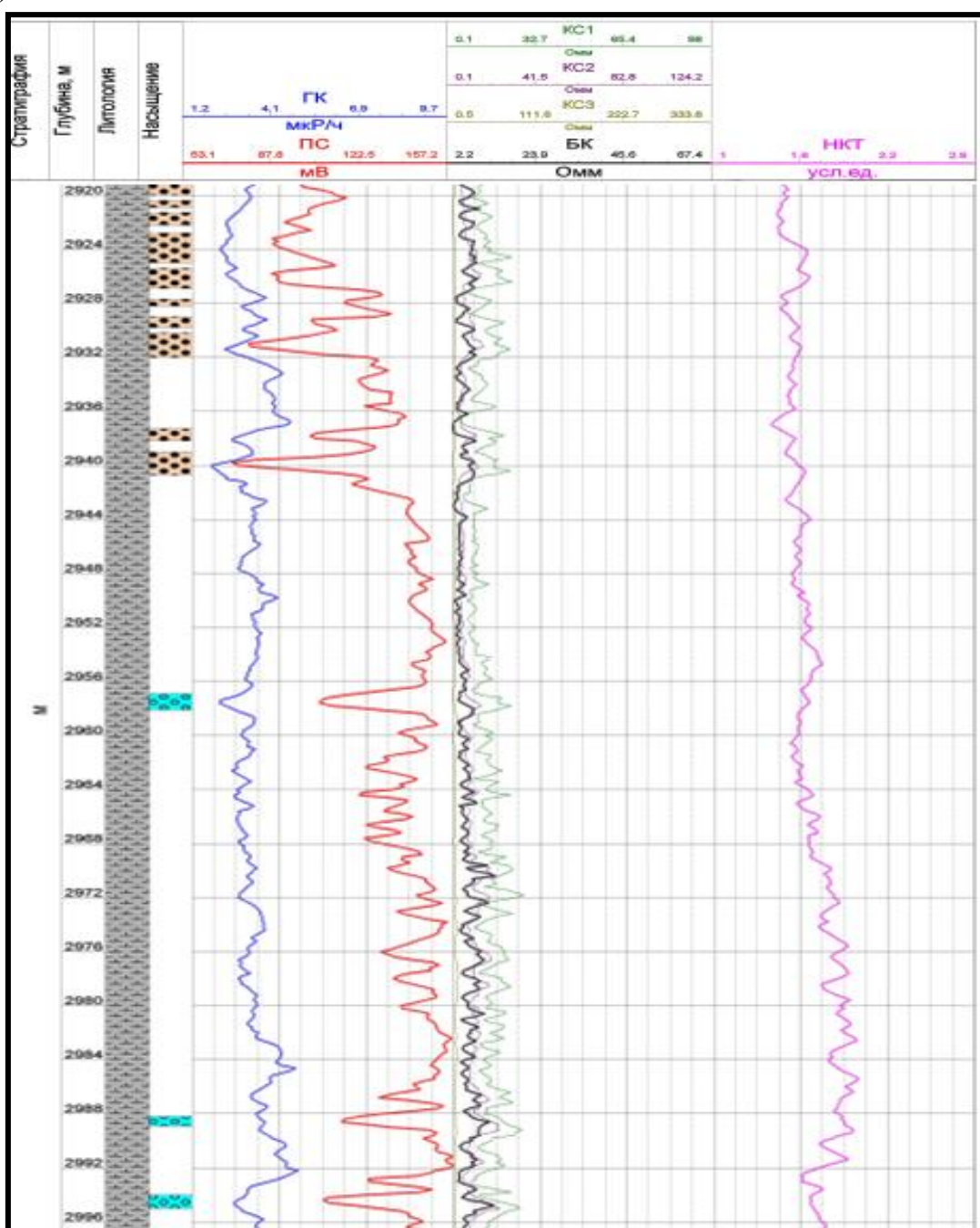


Рис. 19. Геофизическая характеристика интервала разреза пласта М.

Сравнение юрского разреза и коры выветривания (пласт М)

При переходе от юры к коре выветривания:

Примерно одинаковой остается кривая ПС и по уровню значений и по отражению в ПС пластов-коллекторов. Уровень показаний ПС остается стабильно высоким. Резко понижается сопротивление всего разреза (и глин и песчаников, значения естественной радиоактивности понижаются, а значения по НКТ остаются такими же как и в юрском разрезе.

Судя по показаниям методов сопротивления пласт М более глинистый, чем юрский разрез. При этом низкая радиоактивность глин, скорее всего, указывает на то, что эти глины каолинитовые, что весьма характерно для коры выветривания. В юрских же отложениях, по-видимому, глины преимущественно гидрослюдистые.

4.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Геологический разрез Герасимовского месторождения представлен отложениями палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Основные запасы нефти на месторождении сосредоточены в верхней, измененной части палеозойского разреза - в пласте М.

В литологическом отношении нефтесодержащие породы в основном глинисто-кремнистого, часто кремнистого состава.

Продуктивность пласта М выявлена в пределах центральной горст-синклинали и сопредельных участках вдоль цепочки субмеридиональных разломов.

Выбор методов, применяемых на данном месторождении, будет осуществляться исходя из следующих поставленных геологических задач:

- Литологическое расчленение разреза;
- Выделение пластов коллекторов;
- Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов;
- Определение характера насыщения коллекторов.

4.4 Выделение коллекторов и эффективных толщин

Выделение коллекторов и их эффективных толщин проводилось по прямым качественным признакам:

- уменьшение диаметра скважин за счет образования глинистой корки;
- наличие положительных приращений на кривых микрозондов;
- отрицательные аномалии ПС и ГК;
- наличие радиального градиента сопротивлений.

Прямые качественные признаки в большинстве случаев выражены достаточно чётко, являются едиными для газо-нефте-и водонасыщенных коллекторов разреза и позволяют с достаточной точностью выделить эффективные толщины.

Нужно отметить, что положительные приращения на диаграммах микрозондов могут наблюдаться при наличии глинистой корки на фоне увеличенного диаметра скважины. Отсутствие глинистой корки и, соответственно, приращений на микрозондах, увеличение диаметра скважины и уменьшение амплитуды ПС имеют место в коллекторах с более сложной структурой порового пространства или при частом чередовании коллекторов с непроницаемыми разностями, что характерно для пласта М.

В отдельных скважинах: 5, 12, 112, 117 задача выделения коллекторов несколько усложняется, но, учитывая, что коллектора пласта М приурочены в, основном, к кремнистым и глинисто-кремнистым породам, она сводится к выделению по ГИС пород преимущественно кремнистого состава. Для литологического расчленения и выделения коллекторов, как эталонная, использована скважина 8, имеющая большой процент выноса керна в пласте М и характеристики межзернового коллектора по ГИС. Глинистые и кремнисто-глинистые породы характеризуются минимальными значениями кажущихся сопротивлений (БК, МБК, ИК) и НГК (НКТ), максимальными значениями ПС, ГК, и АК (ДТ). Кремнистые и глинисто-кремнистые породы выделяются повышенными показаниями КС симметричных методов ЭК, минимальными значениями ПС и ГК, средними значениями НГК и АК, что практически совпадает с характерными признаками выделения коллекторов по ГИС.

Возможность использования такого приема для выделения коллекторов пласта М доказывает проведенное сопоставление эффективных толщин, выделенных по скважинам 5 и 12, с анализами керна.

Использование геофизических методов с высокой разрешающей способностью (БК, МБК) в комплексе с радиоактивными методами позволяет в случаях частого переслаивания повысить точность расчленения разреза на

коллектор-неколлектор и даже выделить для опробования интервал, не имеющий по ГИС типичных признаков коллектора - скважина 112, интервал 2824,0-2836 м, давший приток нефти.

Для выделения коллекторов использовались так же граничные значения пористости, определенные путем сопоставления абсолютной проницаемости с открытой и эффективной пористостью, полученными по керну. Граничное значение пористости коллекторов юрского возраста, оцененное по этому способу, составляет 10-12%, причем исследования показывают, что с увеличением глубины залегания коллекторов граничное значение открытой пористости несколько уменьшается.

В качестве количественного критерия выделения коллекторов пласта М использовалось граничное значение пористости, равное 12%.

4.5 Определение удельного электрического сопротивления

Определение удельного электрического сопротивления (ρ_p) пластов толщиной более 5,2 м проводилось по палеткам БКЗ.

Пласты толщиной 1,0-5,0 м интерпретировались по палеткам ВНИИГИС.

Проникновение фильтрата бурового раствора в пласт повышающее, глубина зон проникновения для нефтенасыщенных коллекторов 2-8 d, в водоносных коллекторах несколько выше - 4-16 d.

Удельное сопротивление зоны проникновения определялось по малым градиент-зондам и потенциал-зонду. Удельное сопротивление промывочной жидкости определялось по данным резистивиметрии и уточнялось по плотным или водоносным пластам большой толщины с использованием палетки БКЗ 1а.

Определение относительной амплитуды ПС ($\alpha_{ПС}$)

Определение относительной амплитуды ПС ($\alpha_{ПС}$) проводилось по соотношению:

$$\alpha_{ПС} = (УСП) / (ЕСТ)$$

Максимальная амплитуда ПС (ЕСТ) рассчитывалась по формуле:

$$ЕСТ = (70(T^\circ + 273) / 291) \cdot (\lg(\rho_\phi) / (\rho_v))$$

где: T° - температура на уровне пласта;

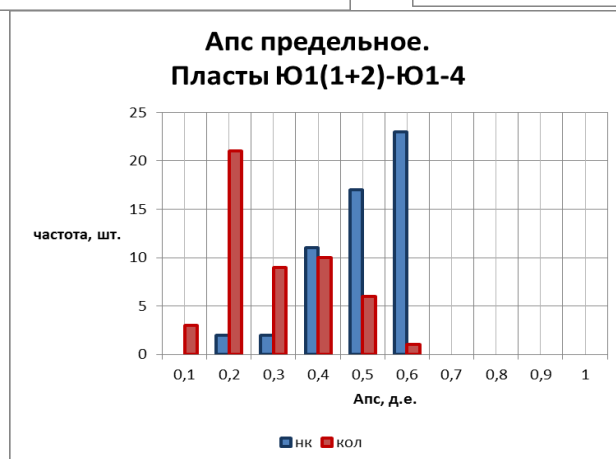
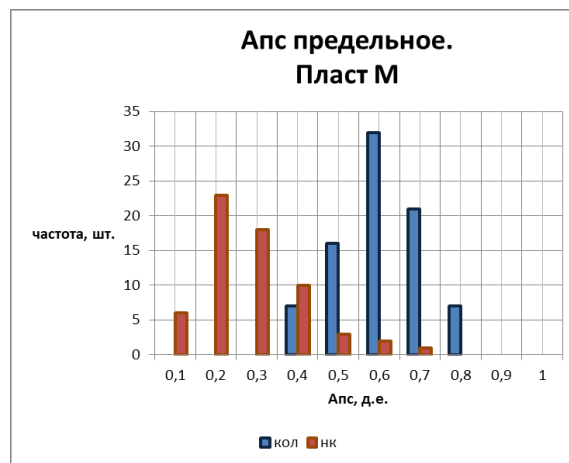
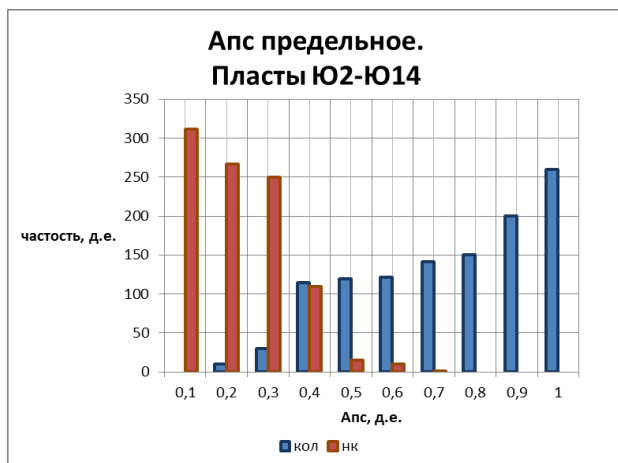
ρ_ϕ - сопротивление фильтрата бурового раствора, определялось по палетке ив альбома;

ρ_v - сопротивление пластовой воды, принятое для пласта;

$\alpha_{ПС}$ - наблюдаемая амплитуда ПС.

В наблюдаемую амплитуду ПС (УСП) вводилась поправка за толщину пласта и параметры зоны проникновения.

Поправка за нефтенасыщенность не вводилась, не вводилась поправка и за фильтрационную составляющую, т.к. исследованиям, проведенными на Нижневартовском месторождении Томской области, выяснено, что данная поправка не превышает 10 мВ.



Определение двойного разностного параметра по ГК ($\Delta\gamma$)

Двойной разностный параметр по ГК определялся по формуле:

$$\Delta\gamma = (\Delta\gamma_{\text{пл}} - \Delta\gamma_{\text{min}}) / (\Delta\gamma_{\text{max}} - \Delta\gamma_{\text{min}})$$

где: $\gamma_{\text{пл}}$ - показания по ГК против изучаемого пласта;

γ_{min} - минимальные показания против опорного пласта;

γ_{max} - максимальные показания против опорного пласта.

Из-за отсутствия в разрезе выдержанных опорных пластов с максимальной глинистостью за γ_{max} принималось максимальное значение естественной радиоактивности аргиллитов в изучаемом разрезе, за γ_{min} для юрских отложений минимальное значение естественной радиоактивности в песчаниках, для коры выветривания - в кремнистых породах.

4.6 Определение характера насыщения пластов-коллекторов

Для качественного разделения коллекторов юрского возраста на продуктивные и водоносные использовалось критическое значение удельного электрического сопротивления, равное 5,5 Омм.

Удельные сопротивления пластов определялись по БКЗ или комплексу ЭК – БК - ИК, а пористость пластов по данным акустического или радиоактивного каротажа. Граничная линия, разделяющая продуктивные и водоносные коллекторы, проведена по минимальным значениям удельного сопротивления пластов, давших при испытании нефть, газ или газоконденсат.

Для разделения коллекторов пласта М по характеру насыщения использовались следующие методики:

- Сравнение удельного электрического сопротивления коллекторов с результатами испытания объектов. В диапазоне изменения r_p от 2,5 до 8 Омм характер насыщения однозначно не определяется, однако качественно участки локализации проницаемых продуктивных интервалов разреза уверенно выделяются по повышенным значениям КС на диаграммах индукционного каротажа.

-Способ сравнения остаточной водонасыщенности, оцененной по ГИС путем привязки к данным исследования керна, с водонасыщенностью коллекторов, определенной по величине удельного электрического сопротивления пластов.

Исследования показали, что остаточную водонасыщенность коллекторов пласта М можно оценить по гамма-каротажу с использованием параметра $\Delta\gamma$.

Для практических целей более удобно использование вместо остаточной водонасыщенности геофизического параметра $\Delta\gamma$.

Данный способ позволяет достаточно однозначно позволяет разделить коллектора коры выветривания по характеру насыщения.

Определение положений водонефтяных (ВНК), газонефтяных (ГНК) и газоводяных (ГВК) контактов

По геофизическим данным положение газоводяного контакта отмечено только в пласте Ю₁₄ скв.200.

В интервале 2579,2-2587,2 (а.о. 2458,4-2466,2) удельное электрическое сопротивление пласта равно 6,6 Омм, ниже в интервале 2588,8-2592,6 (а.о. 2468,2-2471,8) - 3,5 Омм. Газоводяной контакт принят на отметке -2467 м, что подтверждается геофизическими характеристиками пласта Ю₁₄ в скважине 8; интервал 2566,8-2584,2 м (а. о.2450,0-2467,4) - продуктивный; в скважине 3 интервал 2575,4-2581,6 (а.о. 2467,3-2473,5) - водоносный.

Положение водонефтяного контакта по ГИС в пласте М отмечается в скважине 200 на абсолютной отметке -2785м. Удельное электрическое сопротивление проницаемых пропластков в продуктивной части (интервал 2857,0-2905,8м, а.с.2737,0-2785,0 м) изменяется от 3,2 до 8,3 Омм, в водоносной (интервал 2906,8 - 2931,8 м, а.о. 2786,0-2810,2 м) от 1,6 ДС 2,1 Омм.

В остальных пластах положение газоводяного и водонефтяного контактов по данным промыслово-геофизических исследований не устанавливается.

Определение коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности ($K_{нт}$) и проницаемости ($K_{пр}$) продуктивных пластов

4.7 Определение коэффициентов пористости

Определение пористости по данным АК проводилось по зависимости, полученной в лаборатории петрофизических исследований ВНИИГИС на образцах керна в условиях приближенных к пластовым. Уравнение регрессии для юрских отложений имеет следующий вид:

$$\Delta T = 182,1 + 4,62K_p$$

$$R = 0,91 \quad S_{пр} = 9,48 \quad n = 116$$

При сопоставлении пористости по акустическому каротажу и по керну установлено, что среднеквадратическая ошибка определения пористости по АК составляет $\pm 2\%$.

При наличии в интервалах коллекторов срывов на диаграммах АК пористость резко завышается, в таких случаях необходимо использовать K_p , оцененное по НГК.

С целью повышения точности оценки пористости по АК были проанализированы возможности учета глинистости по данным ПС. При этом пористости по комплексу АК-ПС определялись с использованием зависимости разности пористости по акустическому каротажу и по керну с относительной амплитудой ПС. Пористость слабо зависит от глинистости, а преимущественно определяется карбонатностью коллекторов.

Петрофизические исследования образцов керна коры выветривания доказали возможность использования уравнения среднего времени для оценки пористости.

$$K_{пАК} = (\Delta t - \Delta t_{ск}) / (\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск})$$

Причём интервальное время пробега волны в скелете породы ($\Delta t_{ск}$) для коллекторов пласта М, получено при сопоставлении Δt с пористостью по керну и составляет 160 мкс/м.

Для практических целей была использована следующая формула:

$$K_{пАК} = (\Delta t - 160)/4,37$$

Погрешность оценки пористости по уравнению среднего времени без учёта глинистости была выявлена при сопоставлении с $K_{п}$ по керну и составляет 3,0-3,5%.

Глинистость кремнистых пород пласта М оценивалась по параметру $\Delta I\gamma$. Сопоставление разности пористости, определенной по акустическому каротажу и по керну, с параметром $\Delta I\gamma$ показало, что между ними наблюдается корреляционная связь следующего вида:

$$K_{пАК} - K_{пкерн} = 22 \Delta I\gamma + 2,5$$

Исходя из этого получим:

$$K_{пАК-ГК} = K_{пАК} - 22 \Delta I\gamma - 2,5$$

Сопоставление пористости по комплексу АК-ГК с пористостью по керну, погрешность оценки несколько уменьшилась и составляет 2,5-3%.

Возможность использования данных НГК при количественной оценке пористости коллекторов была оценена путем сопоставления с пористостью по керну.

При оценке пористости коллекторов по данным НГК использовались обратные показания, т.к. они в широком диапазоне линейно зависят от пористости.

При составлении формулы принято: значение $\Delta I\gamma_{min}$, равное 1 усл.ед., соответствует 40% пористости, показания НГК в плотных пластах составляют 2,8 усл.ед., что соответствует средней пористости по керну, равной 2,5%.

$$K_{пНК} = 0,59 \Delta I\gamma - 1 - 0,191$$

В связи с тем, что данная методика применима для оценки пористости карбонатных пород, вводилась поправка за литологию, т.к. коллектора представлены полимиктовыми песчаниками или кремнистыми породами.

Поправка за литологию юрских коллекторов получена путем сопоставления пористости, рассчитанной по вышеприведенной формуле с пористостью по керну и составляет 2,2%.

Таким образом, окончательная формула для определения пористости песчаных коллекторов по показаниям НГК принимает следующий вид:

$$K_{пНК} = 0,59 \Delta I\gamma - 1 - 0,169$$

Среднеквадратичная ошибка определения пористости составляет 2,5%.

Пористость коллекторов пласта М по нейтронному каротажу ($K_{пнк}$) оценивалась по формуле для коллекторов юры. Учет влияния глинистости и литологии кремнистых коллекторов проводился по данным гамма-каротажа. Анализ сопоставления разности пористостей по нейтронному каротажу и по керну показал, что она достаточно тесно связана с относительным параметром $\Delta I\gamma$. Уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$K_{пнк} - K_{пк\text{кern}} = -0,07 + 0,3 \Delta I\gamma$$

Исходя из этого, получена для практического определения пористости глинисто кремнистых пород коры выветривания следующая формула:

$$K_{пнк-ГК} = K_{пнк} + 0,07 - 0,3 \Delta I\gamma$$

В данной формуле постоянная 0,07 является литологической поправкой для коллекторов коры выветривания.

Ошибка прогноза пористости по комплексу НК-ГК составляет около 2,5%.

Во всех скважинах кроме скважины 5 увеличение диаметра в пластах-коллекторах не превышает 1-2 см, в отдельных скважинах в коллекторах наблюдается глинистая корка. В скважине 5 в значения пористости по нейтронному каротажу была введена поправка за влияние увеличенного диаметра скважины, которая составляет 0,8% пористости на 1 см увеличения диаметра и имеет отрицательный знак.

При определении пористости в эксплуатационных скважинах по данным НКТ также использовались формулы и исходные данные ИНКТ полученные в эксплуатационных скважинах преобразовались в относительный параметр $\Delta \text{ИНКТ} = (\text{ИНКТ}_i) / (\text{ИНКТ}_{\text{min}})$, а зависимость (1) преобразована в номограмму, где учитывается различие условий записи ИНКТ в отдельных скважинах путем введения относительного параметра $\Delta \text{ИНКТ}_{\text{max}} = (\text{ИНКТ}_{\text{max}}) / (\text{ИНКТ}_{\text{min}})$, где ИНКТ_{max} и ИНКТ_{min} - соответственно максимальное и минимальное значение ИНКТ в конкретной скважине.

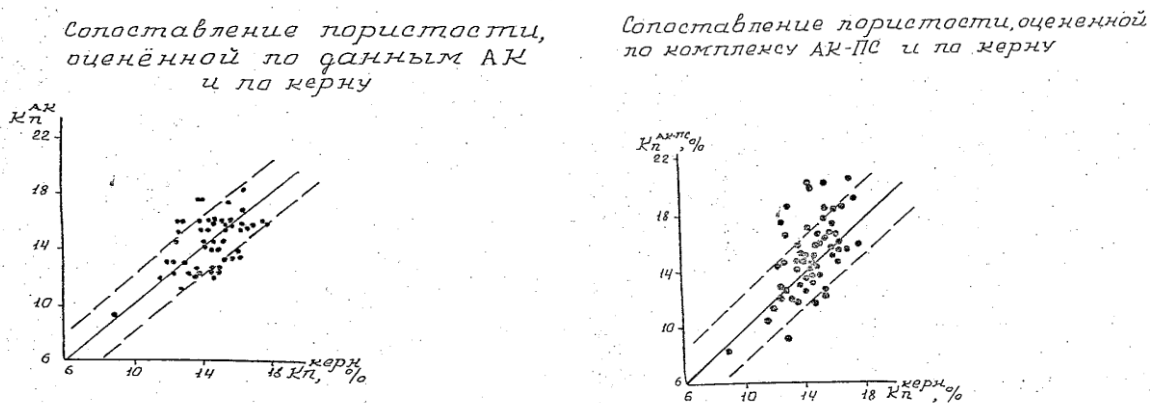


Рис. 7. Сопоставление пористости, оценённой по данным АК(АК-ПС) и по керну.

На рисунке 7 дано сопоставление пористости по комплексу АК-ПС с пористостью по керну. Из графика видно, что при использовании комплекса АК-ПС разброс точек возрастает и, соответственно, возрастает погрешность определения пористости. Это, вероятно объясняется тем, что пористость слабо зависит от глинистости, а преимущественно определяется карбонатностью коллекторов.

4.8 Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности коллекторов

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности коллекторов юры и пласта М проводилось по соотношению:

$$K_{нг} = 1 - K_v,$$

с использованием зависимостей $P_n = f(K_v)$ и $P_n = f(K_n)$, полученных в лаборатории петрофизических исследований ВНШГИС.

Параметр насыщения рассчитывался по формуле:

$$P_n = (\rho_{н.п.}) / (\rho_{в.п.})$$

причем сопротивления нефтеносных пластов ($\rho_{н.п.}$) большой толщины ($h > 5$ м) определялись по палеткам БКЗ, пластов меньшей толщины - по палеткам ВНИИГИС.

При расчете удельного электрического сопротивления водоносного пласта ($\rho_{в.п.}$) использовался параметр пористости (P_n), определенный по зависимостям $P_n = f(K_n)$ с использованием $K_{пАК}$ - для юрских коллекторов и $K_{пНГК}$ для пласта М.

$$\rho_{в.п.} = P_n \cdot \rho_v,$$

Значения удельных сопротивлений пластовых вод (ρ_v) по разрезу исследуемых отложений изменяются в зависимости от их минерализации и температуры на уровне пласта. В расчётах приняты для пластов Ю₁₁₋₅ и Ю₂ равными - 0,06 Омм, для пластов Ю₇, Ю₈, Ю₉, Ю₁₁, Ю₁₂ - 0,05 Омм, для пласта М - 0,04 Омм.

Коэффициент водонасыщенности определялся по графикам зависимостей $P_n = f(K_v)$ для данных значений параметра насыщения.

Таким образом, значения коэффициентов водонасыщенности и нефтегазонасыщенности коллекторов следует считать достоверными.

В эксплуатационных скважинах из-за отсутствия акустического каротажа пористость определялась по НКТ и эти значения использовались для определения удельного электрического сопротивления водоносного пласта, которое, в свою очередь, необходимо для расчета коэффициента

нефтегазонасыщенности. Результаты определения $K_{нт}$ показывают, что они значительно превышают полученные по разведочным скважинам. Отсутствие петрофизического обеспечения заставляет сомневаться в полученных данных по эксплуатационным скважинам, поэтому в расчете средневзвешенных значений они не участвуют.

4.9 Определение проницаемости коллекторов

Для оценки коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) коллекторов юрского возраста использовалась зависимость коэффициента проницаемости от эффективной пористости ($K_{пэф}$), построенная по результатам лабораторных исследований. Уравнение имеет вид:

$$\lg K_{пр} = -1,2 + 0,25 K_{пэф}$$

Для вычисления эффективной пористости использовалось следующее соотношение:

$$K_{пэф} = K_{п} (1 - K_{во}) = K_{п} - K_{п} \cdot K_{во},$$

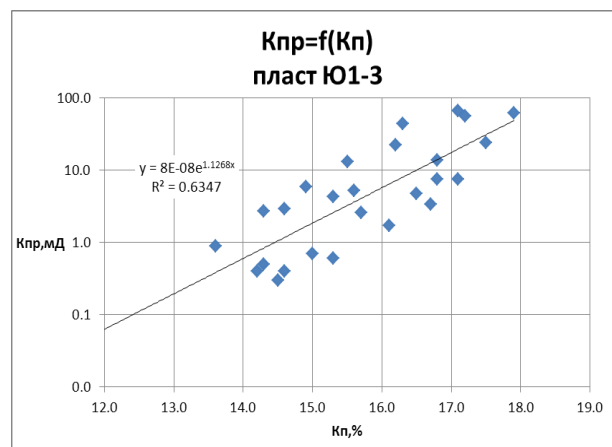
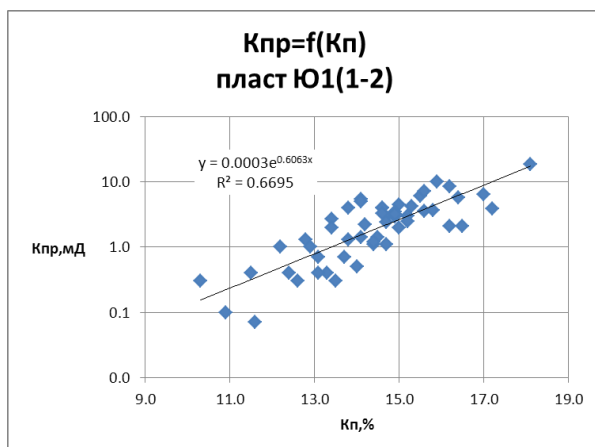
где произведение $K_{п} \cdot K_{во}$ представляет собой неэффективную пористость. Значения неэффективной пористости находились по уравнению $K_{п} \cdot K_{во} = 0,05 + 0,07 \Delta \gamma$, полученному при построении корреляционной связи между неэффективной пористостью и параметром $\Delta \gamma$.

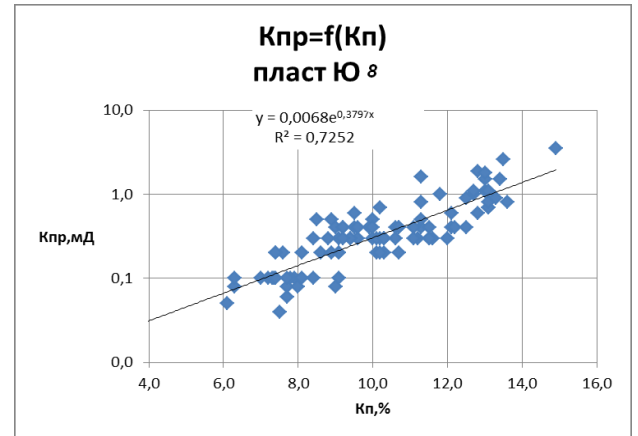
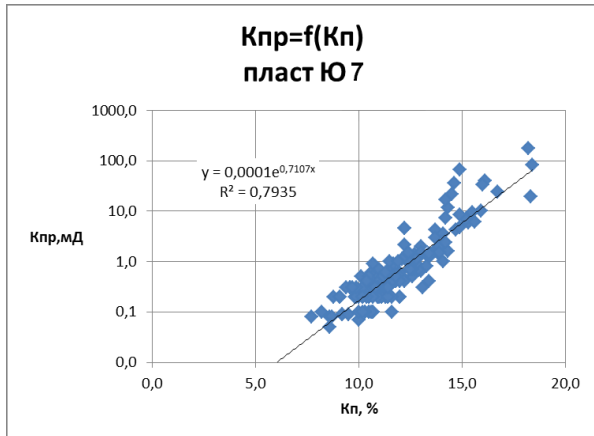
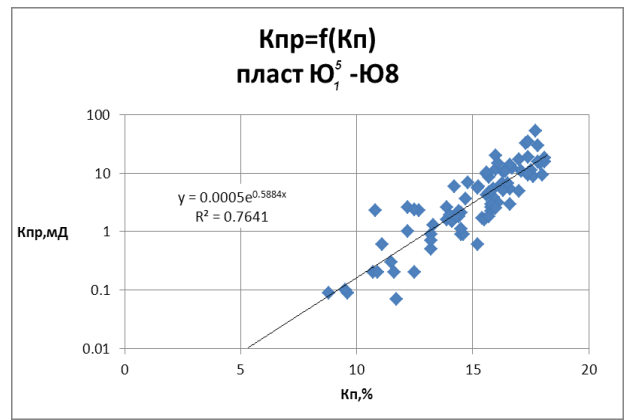
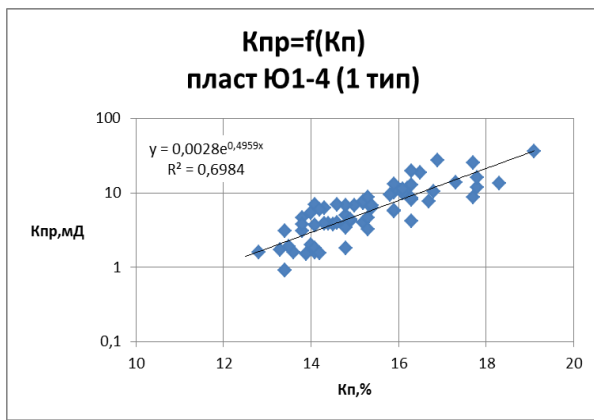
Формула для практического расчета $K_{пэф}$ имела следующий вид:

$$K_{пэф} = K_{пАК} - (0,05 + 0,07 \Delta \gamma)$$

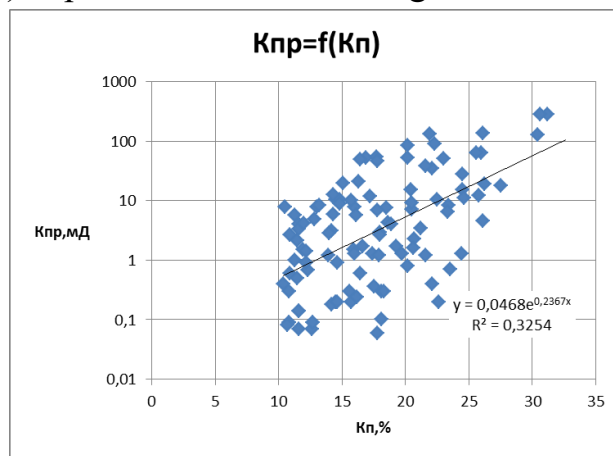
Сопоставление проницаемости юрских коллекторов, определенной по этой формуле, со средней проницаемостью по керну показывает, что погрешность определения $\lg K_{пр}$ составляет $\pm 0,5$, т.е. расчётное и истинное значение $K_{пр}$ могут отличаться до 3 раз.

Такая погрешность оценки $K_{пр}$ по данным ГИС с использованием статических параметров ($K_{п}$, $K_{во}$) считается вполне допустимой.





Для оценки проницаемости коллекторов пласта М использовалась зависимость $K_{пр} = f(K_{п})$. Уравнение имеет вид: $\lg K_{пр} P_{абс} = -1,40 + 0,11K_{п}$.



В качестве коэффициента пористости использовались значения $K_{п}$, рассчитанные по радиоактивному каротажу.

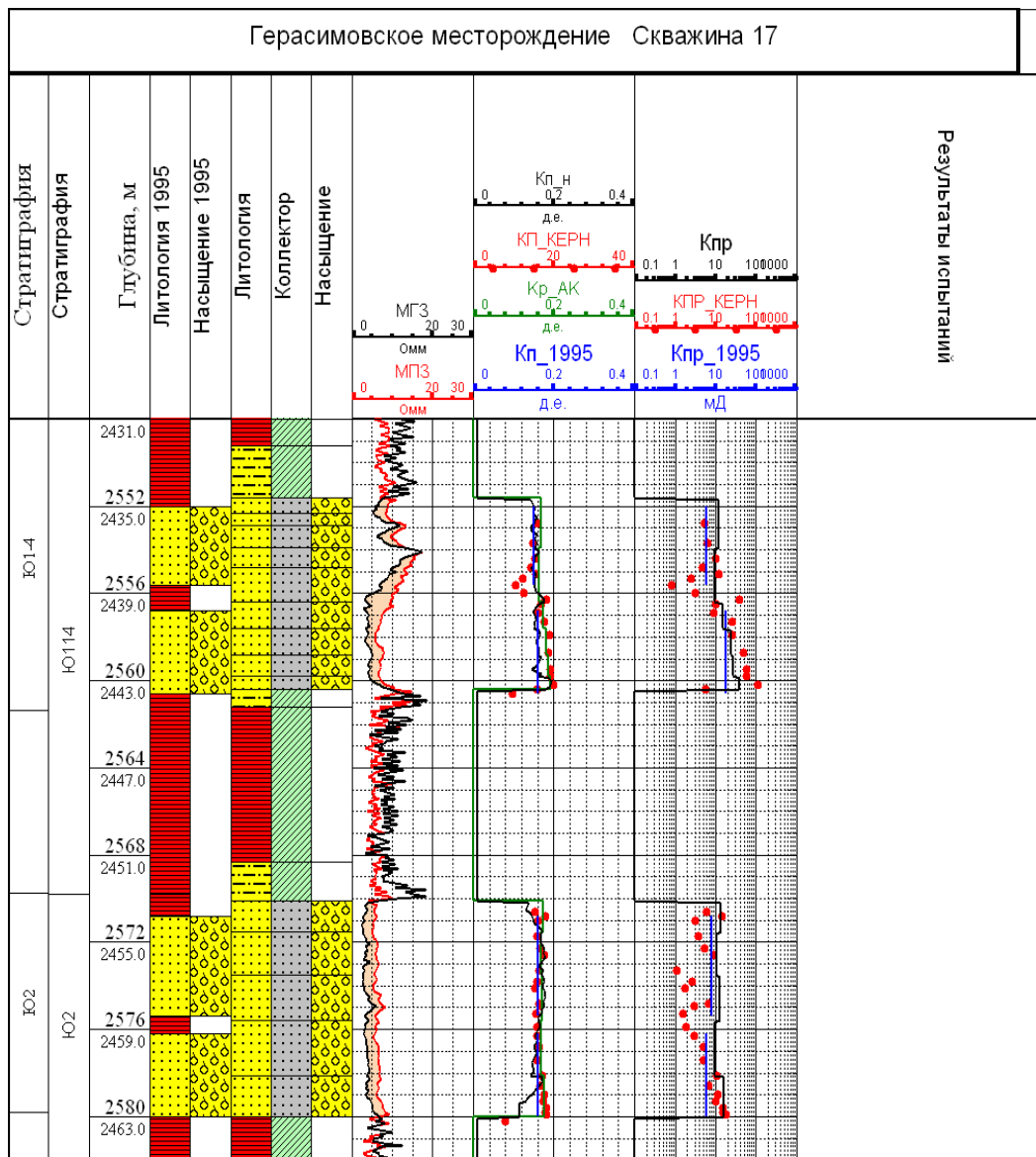


Рис. 8. Анализ каротажной диаграммы юрской части разреза.

Анализ скважины №17 Герасимовского месторождения позволяет сделать следующие заключения:

В данном разрезе выделяются два мощных пласта-коллектора. Коллектор Ю₁₄, залегающий в интервале 2552-2561 м и коллектор Ю₂, залегающий в интервале 2571-2580 м, данные коллектора четко выделяются по данным микрозондов, наблюдаем положительное расхождение (МПЗ>МГЗ).

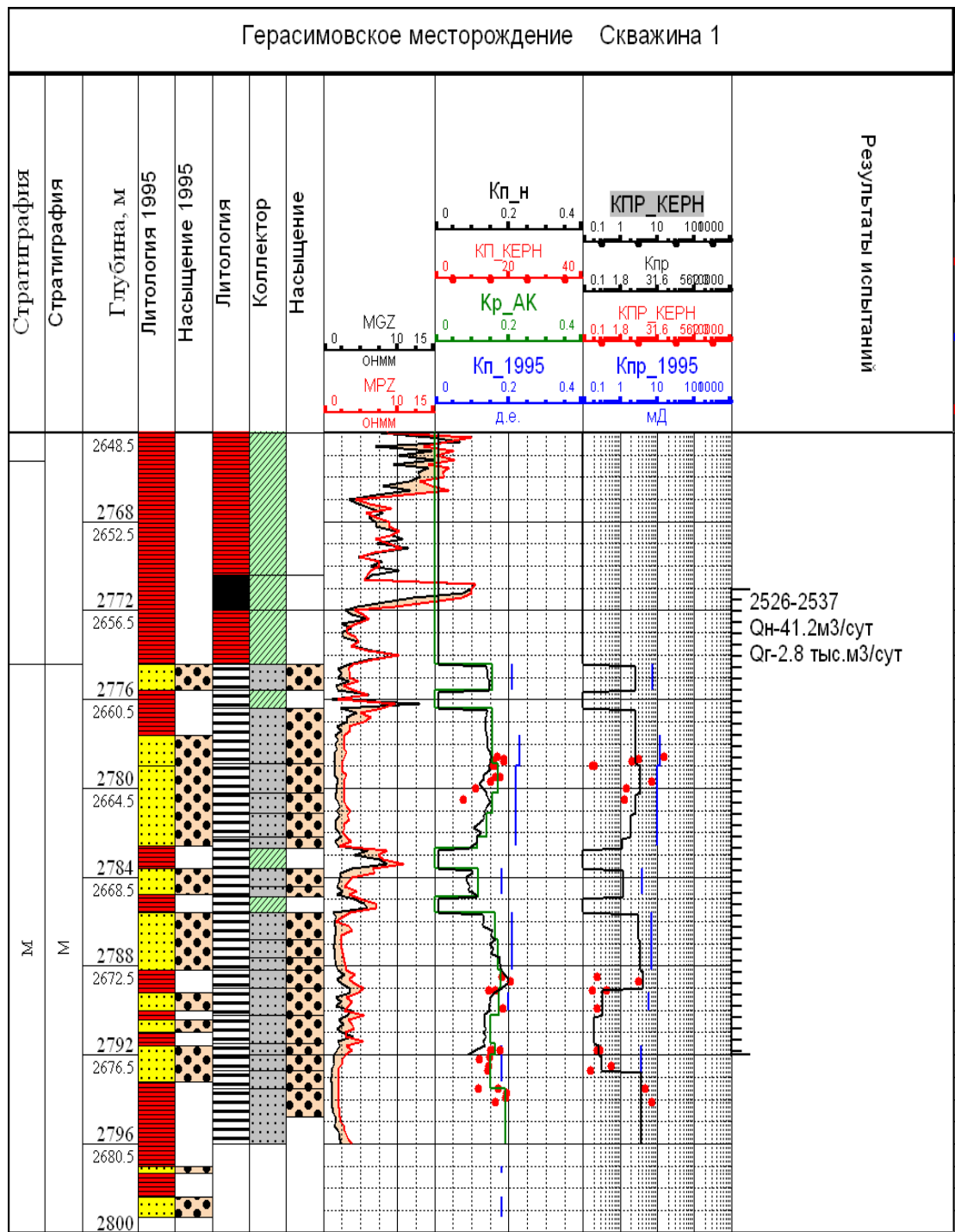


Рис. 9. В результате анализа каротажной диаграммы пласта М.

Анализ скважины №1 можно сказать, что выделение коллекторов в этой части разреза по данным микрозондов проблематично.

5. Методические вопросы

5.1 Методика проектных геофизических работ

Предприятие ООО «ТомскГазпромГеофизика» выполняет следующие виды работ: промыслово-геофизические исследования в бурящихся скважинах (в открытом стволе), и ведет контроль за разработкой месторождений (в закрытом стволе).

Методика проведения геофизических исследований будет определяться продолжительностью бурения скважин, очередностью и интервалами вскрытия продуктивных пластов. В среднем бурение скважины на площади работ длится не более 1-3 месяцев. Номинальный диаметр скважин в интервалах продуктивных пластов нижнего мела и юры равен 190 мм. Удельное сопротивление промывочной жидкости определяется в скважине резистивиметром и по устьевой пробе. Температура против исследуемых пластов определяется по термограммам и по замерам в процессе испытания объектов.

В комплекс проектируемых исследований будет входить стандартный электрический каротаж кажущихся сопротивлений (КС), выполняемый двумя градиент-зондами: последовательным А2.0М0.5N и обращенным N0.5M2.0A, и обращенным потенциал-зондом N6.0M0.5A, размеры которых установлены в соответствии с геолого-геофизическими параметрами разреза, каротаж самопроизвольной поляризации (ПС), боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), кавернометрия (Кав.), профилометрия (Пр.), индукционный каротаж (ИК), нейтрон-нейтронный каротаж (НКТ), гамма-каротаж (ГК), акустический каротаж (АК).

Геофизические исследования проектируется выполнять серийной скважинной и наземной аппаратурой. Типы и размеры зондов соответствуют марке серийной аппаратуры. Применяемые масштабы и скорости регистрации кривых соответствуют требованиям технических руководств и инструкций. Анализ интерпретации показывает, что качество материалов ГИС, в основном хорошее, реже – удовлетворительное.

Регистрация диаграмм будет производиться с помощью цифровой каротажной станции «Кедр». Отличительной особенностью данной станции является простота в обращении и неприхотливость. Запись информации производится на жесткий диск.

Запись стандартного каротажа производится со скоростью 2000-2500 м/час. Основной масштаб записи: КС – 2,5 Ом·м/см, ПС – 12,5 мВ/см. Боковое каротажное зондирование планируется проводить подошвенными градиент-

зондами с размерами АО = 0.45; 1.05; 2.25; 4.25; 8.5 м, и кровельным градиент-зондом с АО=2.25 м. Скорость регистрации – 2500 м/час.

Микрозондирование микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М со скоростью регистрации 800-900 м/час.

Запись МБК и микрокавернометрии будет производиться со скоростью 800-1500 м/час.

По аналогии прошлых лет, Боковой каротаж, будет писаться со скоростью 2000-2500 м/час.

Запись индукционного каротажа будет проведена зондом 6Ф1, скорость записи 2000-2500 м/час.

Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ) в открытом стволе. В качестве индикаторов применим кристаллы NaJ (Тl), размер кристаллов 30×70, 40×80, 40×40; ЛДНМ, основной размер 30×60; и СНМ-18.

Источники нейтронов – полониево-бериллиевые, мощностью от 4 до $13,5 \cdot 10^6$ н/сек. Запись кривых ГК будет проведена эталонированными каналами. Скорость регистрации диаграмм РК составляла 200-500 м/час, в некоторых скважинах 600-1000 м/час. Качество диаграмм, в основном, хорошее.

Состав отряда

Основной производственной единицей для проведения промыслово-геофизических работ в скважине будет являться партия. Состав геофизических партий определяется объёмом работ и будет зависеть от применяемых методов, условий проведения работ, категории местности.

Геофизическая партия представляет собой комплексную бригаду инженерно-технических работников и рабочих. Партия будет состоять из 4 человек: начальник партии, инженер-геофизик, каротажник 4 разряда, машинист 5 разряда.

Методика съёмки

Спуск прибора в скважину. Во время спуска прибора (или целой «спайки» приборов) оператор вводит калибровочные коэффициенты.

Прибор опускается на забой скважины и машинист опускает еще 2-3 метра в запас. Это необходимо для того, чтобы в момент подъема прибора оператор успел откалибровать прибор.

Магнитные метки, расположенные на кабеле через определенные промежутки, служат для привязки по глубине.

Затем при записи через каждые 200-300 метров производят контроль «нуля». При переходе с масштаба на масштаб или при остановке прибора, необходимо сделать перекрытие замеров 50 метров.

Особое внимание оператору и машинисту следует обращать:

- Скорость записи;
- Момент входа прибора в кондуктор;
- На датчик индикатора меток(расположенного на панели машиниста, самой станции и на дисплее);
- Па показания сельсин датчика (контролировать показания 0 на выходе прибора и делать соответствующие поправки).

5.2 Метрологическое обеспечение работ

Что касается метрологического обеспечения работ, то можно сказать следующее. В геофизической организации существуют так называемые геофизические мастерские лаборатории (ГМЛ).

К проведению скважинных исследований допускают только каротажные станции и скважинные приборы, прошедшие калибровку в метрологической службе геофизического предприятия, аккредитованной на право проведения калибровочных работ. При отсутствии на предприятии аккредитованной метрологической службы калибровку технических средств должна выполнять метрологическая служба другого юридического лица, аккредитованная на право проведения калибровочных работ с техническими средствами ГИС, например, базовая организация метрологической службы, метрологический центр, НИИ, КБ и т.п. Калибровку выполняют с использованием образцовых технических средств, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудование (раздел «Методика калибровки»), в соответствии с требованиями действующих стандартов на данный тип приборов или оборудования.

Первичную калибровку выполняет изготовитель (поставщик) скважинных приборов и/или наземного оборудования. Результаты первичной калибровки являются составной частью эксплуатационной документации поставляемых технических средств.

Периодическая калибровка приборов в стационарных условиях (на базах геофизических предприятий) должна проводиться с периодичностью, указанной в эксплуатационной документации, но не реже одного раза в квартал, при вводе в эксплуатацию и после каждого ремонта. Результаты периодической калибровки хранятся в банке данных метрологической службы предприятия и переносятся в базу данных каротажной лаборатории, предназначенной для проведения исследований этими приборами. Они используются для придания цифровым показаниям скважинных приборов

масштабов в физических единицах и для контроля совместно с результатами полевых калибровок достоверности измеренных цифровых данных.

Периодические калибровки выполняют с использованием калибровочных установок, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудование. Измерения при калибровках необходимо проводить с использованием наземного оборудования (геофизический кабель, регистратор и др.), соответствующего по своим характеристикам тому, которое будет применяться при проведении скважинных исследований.

Калибровки скважинных приборов в полевых условиях выполняют перед каждым спуском и после каждого подъёма приборов из скважины, если это предусмотрено эксплуатационной документацией на отдельные приборы. В других случаях при работе с цифровыми приборами используют файлы периодических калибровок.

6. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

6. Специальное исследование

6.1 Результаты геофизических исследований по разрезу скважины № 1118.

Исследованный геолого-геофизический разрез скважины №1118 Герасимовского месторождения сложен песчаниками, глинами и углями.

Продуктивная часть разреза месторождения представлена отложениями палеозойского (пласт М) и мезозойского возраста ($Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$, $Ю_1^5$, $Ю_7$, $Ю_8$, $Ю_9$).

Характеристика юрских отложений

Анализ каротажной диаграммы юрской части разреза позволяет сделать следующие заключения:

В качестве маркирующего опорного интервала использована баженовская свита (2540-2560 м), сложенная битуминозными аргиллитами, т.к. она имеет четкую геофизическую характеристику, а именно аномально повышенные значения естественной радиоактивности, повышенные значения электрического сопротивления. Следует отметить, что в пределах баженовской свиты на глубине 2545-2556 м. наблюдается положительное расхождение кривых микрокаротажа ($МПЗ > МГЗ$), т.е. аргиллиты здесь выглядят как коллектор. Нижняя граница аргиллитов баженовской свиты – резкая по всем измеряемым параметрам.

В отношении баженовской свиты следует отметить такую закономерность. При том, что битуминозные аргиллиты отличаются от вмещающих пород повышенными значениями и сопротивления, и радиоактивности, соотношение между этими параметрами скорее обратные, чем прямые. Аномалии ГК и КС сдвинуты друг относительно друга, повышения ГК, как правило, соответствуют понижениям КС и наоборот. Причину этой закономерности предстоит выяснить (рис.2.1.2.1.).

Подошва баженовской свиты является реперной поверхностью на юго-востоке Западно-Сибирской плиты.

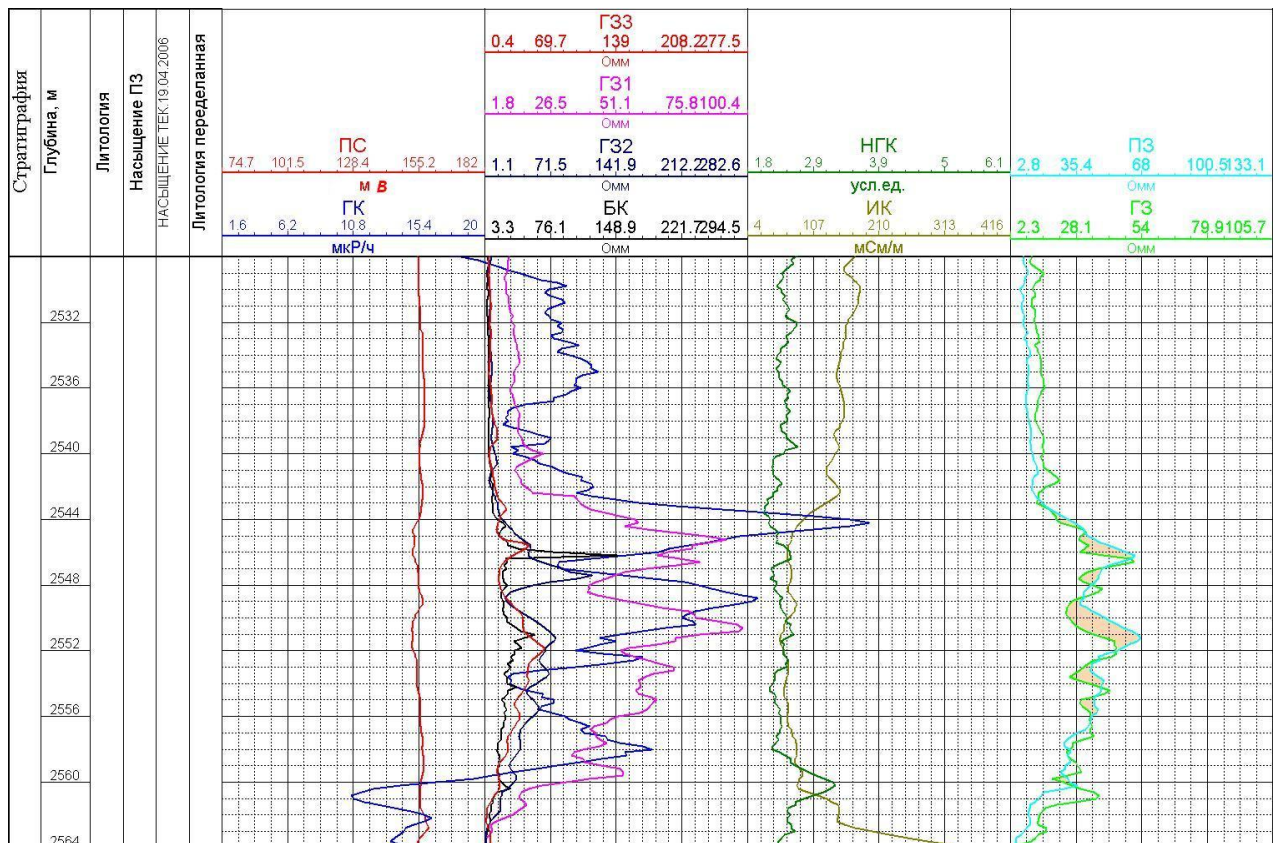


Рис.2.1.2.1. Геофизическая характеристика интервала разреза Баженовской свиты.

В юрском разрезе выделяются два мощных пласта-коллектора.

Пласт-коллектор Ю₁⁴ - залегает в интервале 2600,7-2616,4 м, представлен газонасыщенным песчаником. На диаграммах ГИС данный пласт в сравнении с вмещающими глинами характеризуется повышенными значениями удельного электрического сопротивления (по методу КС) около 61 Омм, отрицательной аномалией ПС (судя по форме кривых ПС против пласта Ю₁⁴, его краевые части характеризуются повышением глинистости, или уменьшением размера пор), положительными приращениями по микрозондам (МПЗ>МГЗ), низкими значениями естественной радиоактивности около 6,3 мкР/ч, низкими значениями удельной электрической проводимости около 55,4 мСм/м и повышенными значениями по НГК порядка 4,2 (рис.2.1.2.2).

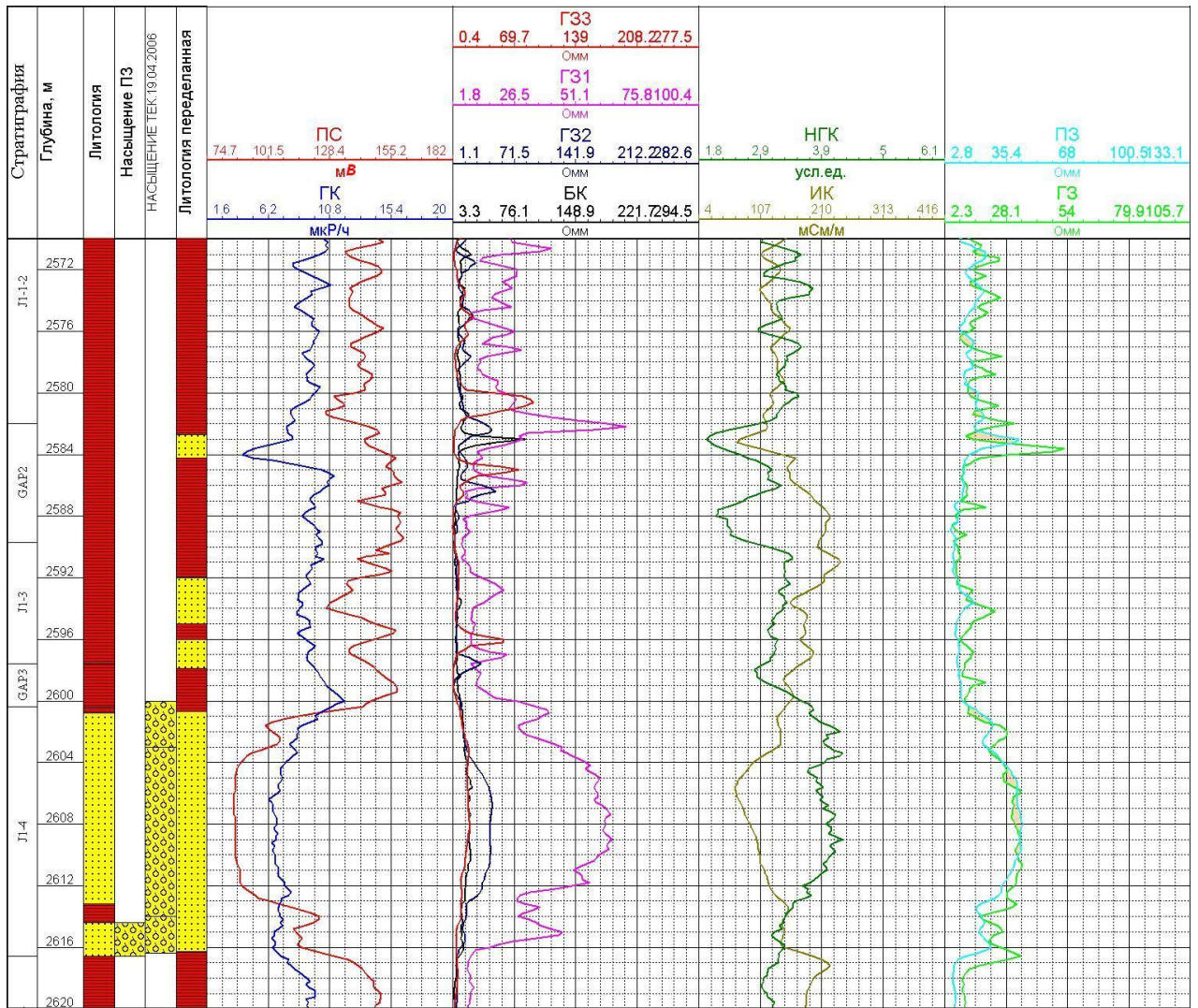


Рис.2.1.2.2. Геофизическая характеристика интервала разреза пласта Ю₁⁴.

Пласт-коллектор Ю₅ – залегает в интервале 2698-2721 м, представлен нефтенасыщенным песчаником. На диаграммах ГИС данный пласт характеризуется повышенными значениями удельного электрического сопротивления (по методу КС) около 85,7 Омм, отрицательной аномалией ПС, положительными приращениями по микрозондам в интервале 2706-2707 м (МПЗ>МГЗ), значениями радиоактивности около 10,8 мкР/ч, средними значениями удельной электрической проводимости около 255,2 мСм/м и повышенными значениями по НГК порядка 5,1 (рис.2.1.2.3).

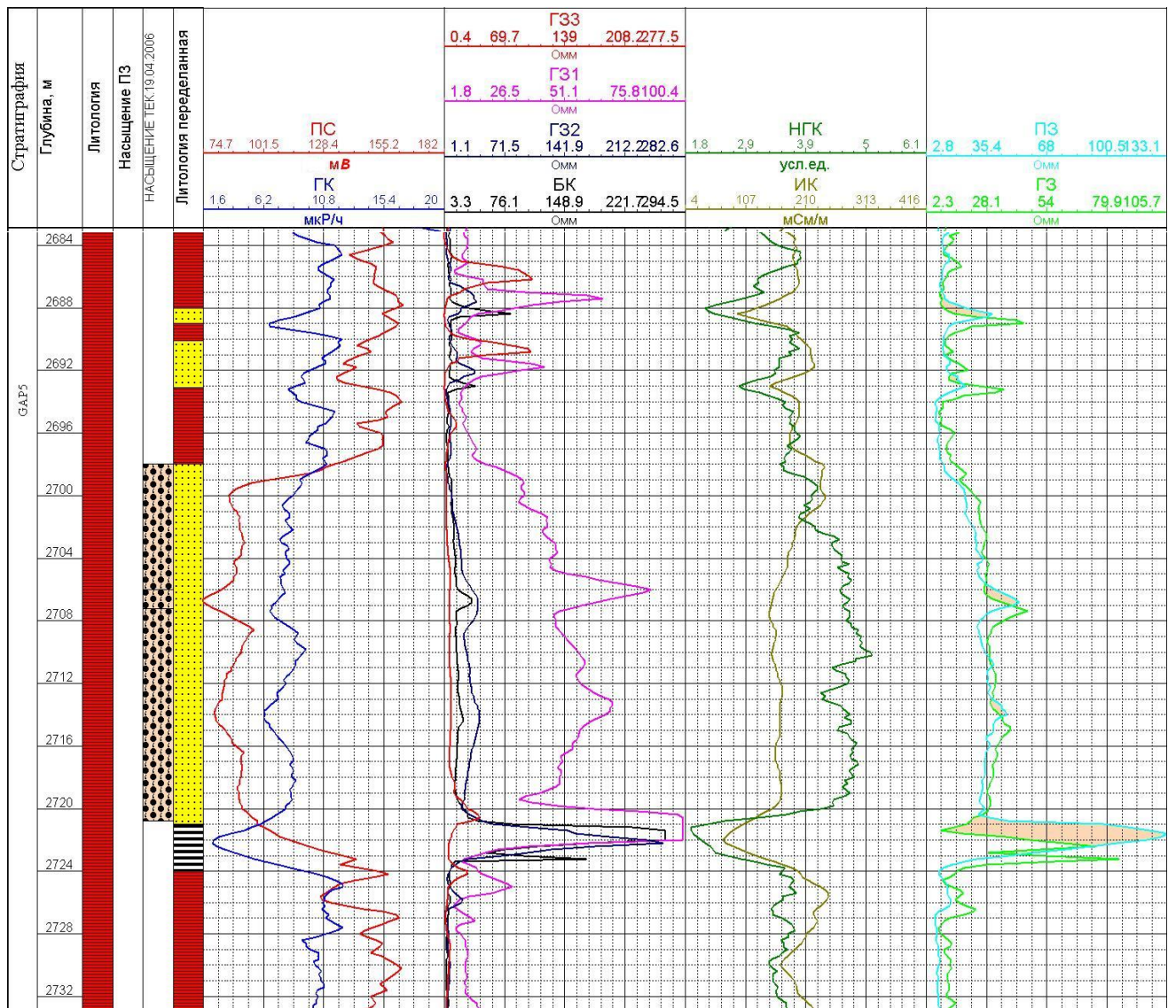


Рис.2.1.2.3. Геофизическая характеристика интервала разреза пласта Ю₅.

Оба пласта-коллектора отмечаются весьма слабыми положительными расхождениями показаний микрозондов. По показаниям методов, отвечающих за характер насыщения (КС, ИК, НГК), газонасыщенный и нефтенасыщенный пласты практически не различаются. Характерного изменения показаний этих методов в направлении к кровле пластов не наблюдается, что скорее всего указывает на их нахождение в зоне предельного нефте-(газо)-насыщения.

Угольные пласты выделяются в интервалах:

- 2663-2666,2 м;

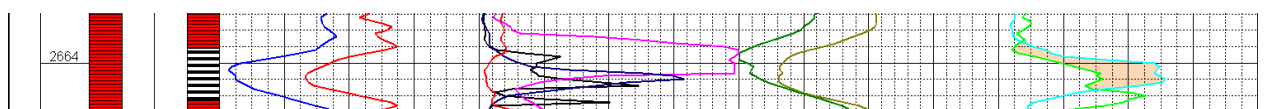


Рис. 2.1.2.4 а

- 2721-2724 м;

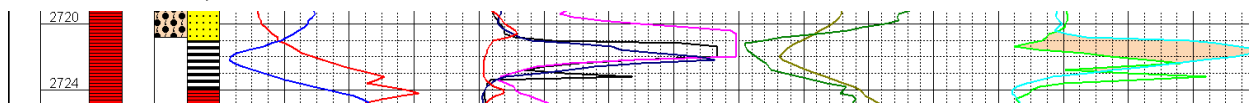


Рис. 2.1.2.4 б

- 2755-2757 м;

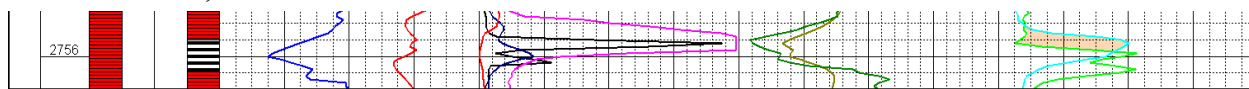


Рис. 2.1.2.4 в

- 2777-2780 м;

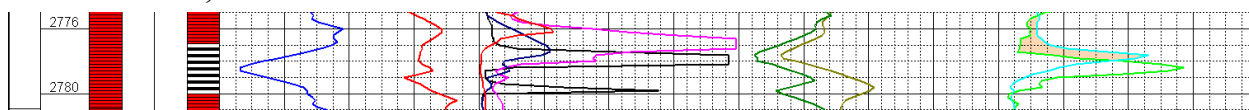


Рис. 2.1.2.4 г

- 2803-2808 м;

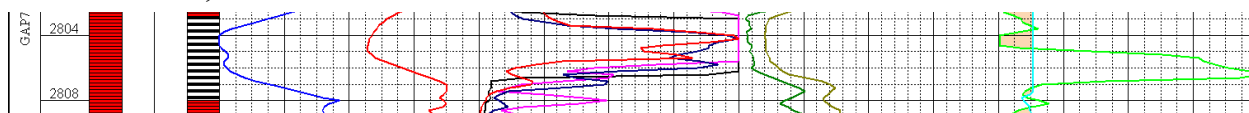


Рис. 2.1.2.4 д

- 2835,6-2840 м.

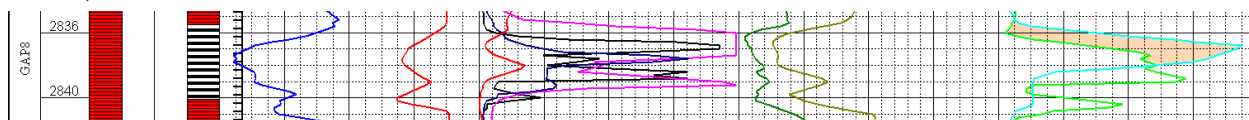


Рис. 2.1.2.4 е

Также данные угольные пласты можно использовать в качестве маркирующих опорных интервалов, они имеют четкую геофизическую характеристику, занимают определенное положение в разрезе и поэтому служат наиболее надежными реперами. Формирование углей происходило в эпохи максимального тектонического покоя, минимальной динамики водной среды, они приурочены к наиболее выровненным участкам рельефа. В связи с этим можно считать, что угольные пласты обладают признаками изохронности этих частей разреза, а это, в свою очередь, является определяющим фактором при корреляции континентальных толщ и их характеристикой.

В разрезе угольные пласты отличаются пониженными значениями естественной радиоактивности, около 1,6 мкР/ч, по методу ПС данные пласты выделяются слабо, обладают высокими значениями УЭС порядка 212,2 Ом, пониженными значениями по ИК и НГК, а также в данном

интервале наблюдается положительное расхождения по микрондам (МПЗ>МГЗ).

Характерна форма аномалий микрондов против угольных пластов. Положительная аномалия потенциал-зонда смещена к кровле пласта угля, а аномалия градиент-зонда – его подошве, что является отличительным признаком угольных пластов (рис. 2.1.2.4а-е).

Глинистым интервалам соответствуют пониженные значения удельного электрического сопротивления (по методу КС), положительным аномалиям ПС, высоким значениям радиоактивности, высоким значениям удельной электрической проводимости и пониженным значениям по НГК (рис. 2.1.2.5).

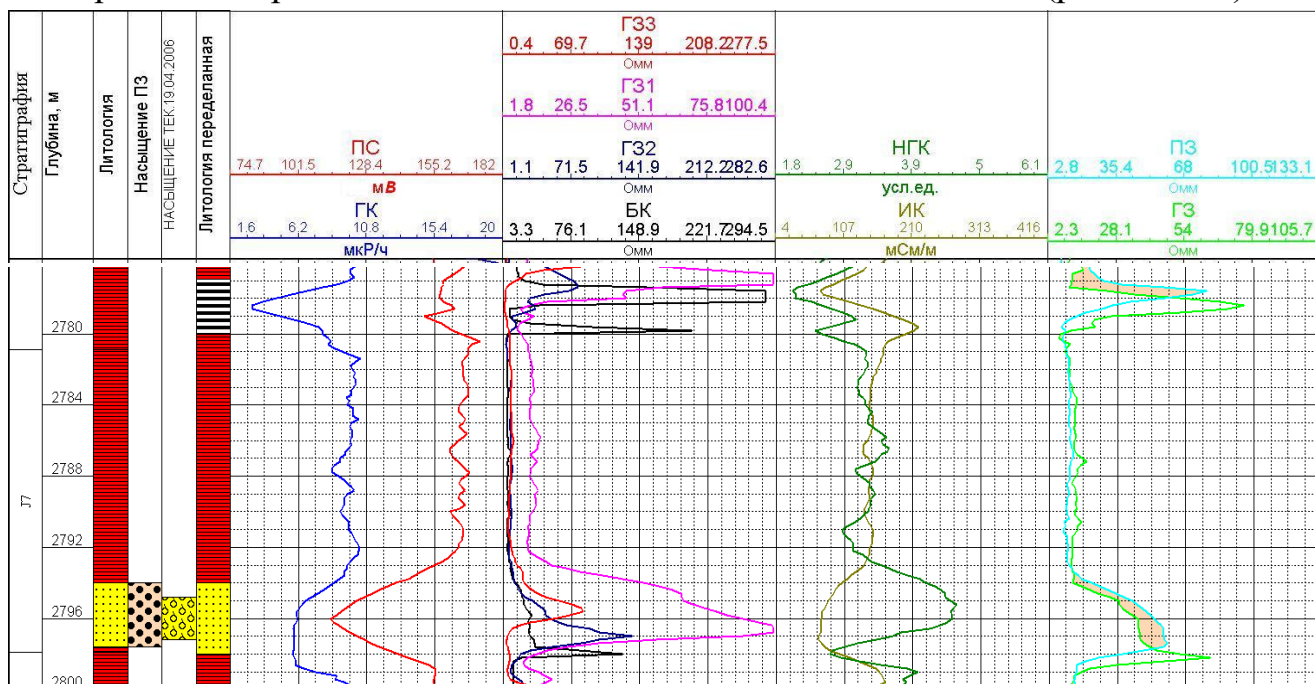


Рис. 2.1.2.5. Геофизическая характеристика интервала разреза глинистого пласта (2780-2794 м).

Характеристика палеозойских отложений (пласт М)

В кровле палеозойских пород вскрыта толща измененных отложений, в которых сформирован коллектор, названный пластом М. По данным ГИС (рис.2.1.2.6) пласт М отличается низкоомной характеристикой (по методу КС) и отрицательной аномалией ПС против пластов песчаников. Песчаники характеризуются относительно низкими значениями радиоактивности (метод ГК), около 1,6 мкР/ч. Глинистые образования, приуроченные к пласту М, отмечаются положительной аномалией ПС, а также слабо повышенными значениями естественной радиоактивности по методу ГК, около 6,1 мкР/ч. Минимумы ГК и ПС совпадают и соответствуют песчаникам. Песчаные и глинистые интервалы пласта М отмечаются по данным индукционного

каротажа: песчаникам соответствуют пониженные значения удельной проводимости, около 251,2 мСм/м, а глины характеризуются повышенными значениями удельной проводимости, порядка 395,1 мСм/м.

По данным микрозондирования коллектор выделяется положительными приращениями, по кавернометрии – наличием глинистой корки.

Значения НГК против песчаных пластов составляют 3,7, против глинистых пластов около 2,7, т.е. ниже.

Пласт М характеризуется высокой частотой появления аномалии против коллектора, высокой интенсивностью этих аномалий.

В интервале 2820-2866,8 м была проведена перфорации (27.03.2011 г.), в результате были получены промышленные притоки нефти из 3 работающих интервалов – 2857-2857,8; 2859,6-2860,4; 2861,6-2863 м.

По данным интерпретации ГИС пористость коллектора пласта М составила 0,21 %, проницаемость – 10,1 мД.

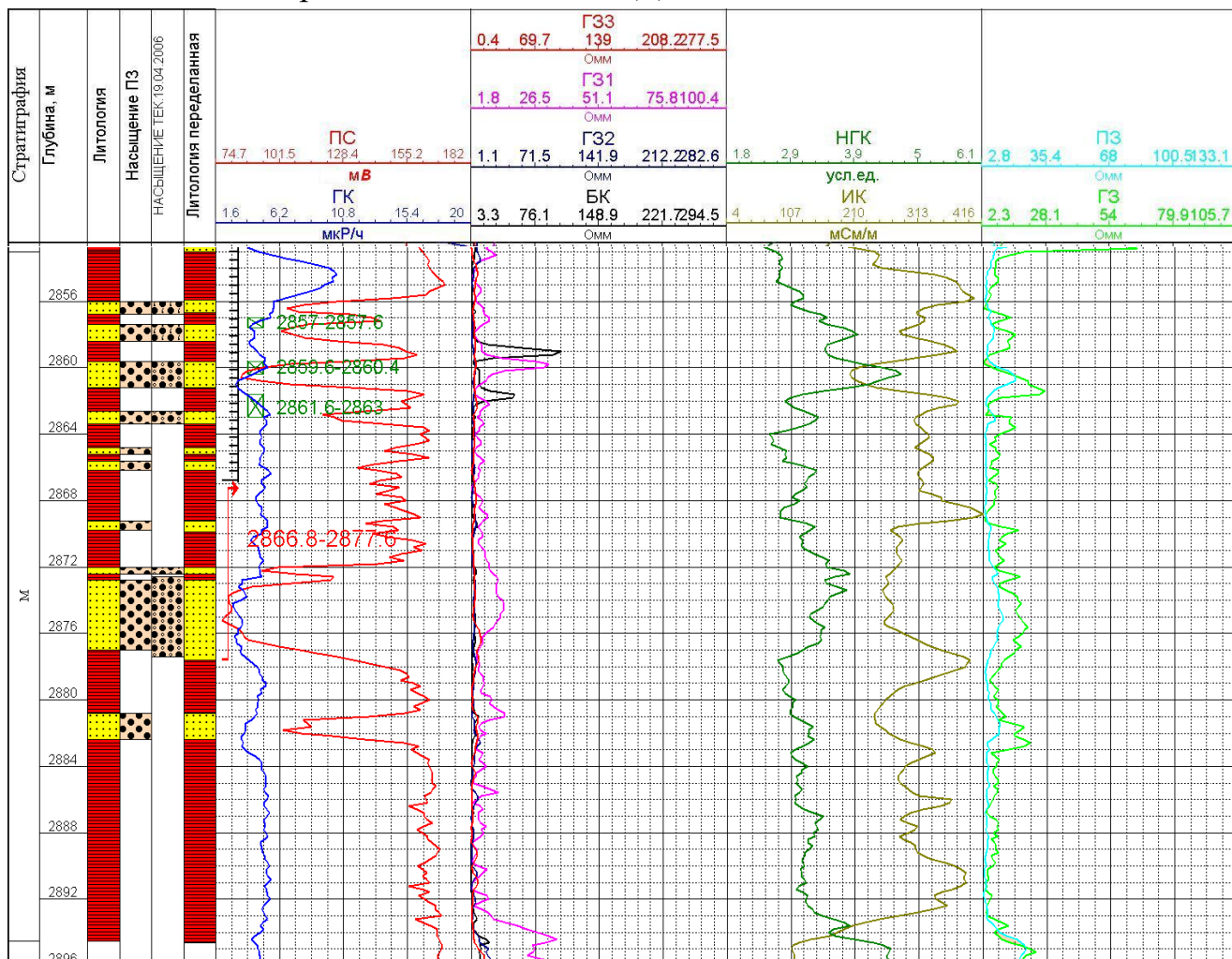


Рис.2.1.2.6. Геофизическая характеристика интервала разреза пласта М.

Сравнение юрского разреза и коры выветривания (пласт М)

При переходе от юры к коре выветривания:

- 1) Примерно одинаковой остается кривая ПС и по уровню значений и по отражению в ПС пластов-коллекторов. Уровень показаний ПС остается стабильно высоким.
- 2) Резко понижается сопротивление всего разреза (и глин и песчаников) и увеличивается электропроводность, понижаются показания НГК.
- 3) Резко понижается радиоактивность.

Судя по показаниям методов сопротивления и НГК, разрез коры выветривания более глинистый, чем юрский разрез. При этом низкая радиоактивность глин, скорее всего, указывает на то, что эти глины каолиновые, что весьма характерно для коры выветривания. В юрских же отложениях, по-видимому, глины преимущественно гидрослюдистые.

Следует отметить, что повышенная глинистость с соответствующим изменением показаний электрического и нейтронного каротажа наблюдается уже с глубины 2842 м, то есть еще в пределах юрского разреза, и продуктивные интервалы пласта М перекрыты хорошей крышкой. Но резкое понижение радиоактивности происходит только в пределах коры выветривания.

Эти отличия могут быть использованы для выделения границ коры выветривания по данным ГИС.

7.1 Организационно-экономический раздел

7.1.1 Характеристика предприятия, на базе которого будет выполняться проектируемый объем работ

Проектируемые геофизические работы будут проводиться партиями, входящими в состав ООО “Томскгазпромгеофизика”. Предприятие обладает всеми возможностями для проведения данного вида работ. Офис предприятия находится в г. Томске.

Производственная база и склад взрывчатых материалов находятся на Герасимовском газоконденсатном месторождении Томской области, и включает в себя:

- благоустроенное общежитие на 30 мест,
- тёплую стоянку на 15 ед.,
- аппаратно-метрологический цех,
- инклинометрическую лабораторию,
- материальные склады,
- склад ВМ

Производственный состав:

- 15 промыслово-геофизических партий.
- 2 партии забойных телесистем навигации наклонно-направленного и горизонтального бурения,
- 8 партий контроля параметров бурения и газового каротажа,
- 2 партии контроля процесса цементирования скважин,
- партия внедрения новой техники,
- контрольно-интерпретационная партия,
- транспортно-строительный участок.

Основу предприятия составляют выпускники Томского политехнического университета. Специалисты в области геофизических методов поиска и разведки МПИ и геофизических методов исследования скважин. Проведение полевых работ осуществляется вахтовым методом.

Организация осуществляет следующие основные виды деятельности:

- 1) проведение промыслово-геофизических исследований в структурных, поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах с целью расчленения геологического разреза, выявления продуктивных горизонтов, оценки коллекторских свойств пород, вскрытия пластов, изучения технического состояния скважин и контроля за разработкой месторождения, другие нетрадиционные методы интенсификации добычи нефти и газа;
- 2) проведение опытно-методических, опытно-конструкторских и других работ, направленных на повышение геологической и экономической эффективности геофизических исследований, совершенствование методики и техники их проведения;
- 3) хранение и применение взрывчатых материалов и радиоактивных веществ, изделий из них, оборудование и приборов, используемых при взрывных работах и работах с использованием источников ионизирующих излучений;
- 4) транспортная деятельность, погрузочно-разгрузочные работы и другая деятельность, связанная с осуществлением транспортного процесса, ремонт и техническое обслуживание транспортных средств;
- 5) Основная часть камеральных и планово-экономических работ будут осуществляться в головном офисе предприятия, расположенном в г. Томске. Предприятие располагает своей интерпретационной службой, оснащенной новейшим компьютерным и программным обеспечением. Геофизические материалы и сводки от исполнителей на скважинах передаются оперативно для обработки в КИП, находящемся в Томске, посредством Интернета.

Геофизическая партия является основной производственной единицей, непосредственно выполняющей исследования в скважинах, и может быть в зависимости от объема работ и организационной структуры, комплексной или специализированной. Состав партии (рис. 4.1) будет состоять из четырех человек: начальника партии, геофизика (инженера-оператора), машиниста и каротажника.



Рис. 4.1. Состав комплексной геофизической партии

Все работы начнутся с проектно-сметных работ. Эти работы выполняются заранее.

База с аппаратурой и оборудованием находится на Герасимовском месторождении. Из-за отсутствия летних дорог крупногабаритные и тяжелые грузы необходимо завести по зимнику. По зимнику будут завезены подъемник каротажный самоходный ПКС-5М, жилой вагончик (балок) и ГСМ.

Перед завозом подъемник проходит профилактику и при необходимости ремонт и доставляется на месторождение полностью в исправном и рабочем состоянии.

Общий цикл промыслово-геофизических исследований неразрывно связан с проведением буровых работ. Из-за невозможности выезжать на заявки в летний период геофизические партии будут находиться на буровой. Работы осуществляются вахтовым методом.

Подготовительные работы на базе заключаются в получении источника ионизирующего излучения, подготовке и проверке приборов необходимых при каротаже, каротажной станции. Работники партии получают и грузят отремонтированные, прошедшие профилактику и эталонировку приборы и аппаратуру и доставляют на вертолётную площадку, а затем вместе с заезжающей вахтой на скважину.

Организация полевых работ начинается с завоза необходимого оборудования на скважину.

Финансирование организации полевых работ производится из первого аванса заказчика, в соответствии с инвестиционным планом. За счет первого

аванса также оплачиваются проектно-сметные работы, создаются производственные запасы.

На скважине подготавливаются подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственное передвижение транспорта.

Перед скважиной, со стороны приемных мостков, на расстоянии не менее 30м от устья должна быть оборудована площадка размером 10х10 м, пригодная для установки подъемника. Площадка для установки подъемника должна обеспечивать постоянную видимость из кабины лебедчика подъемника, арматуры, а также мерного и верхнего роликов, лубрикатора и рабочей площадки.

Геофизические работы начинаются с подачи геологом заявки на производство геофизических исследований с указанием даты и времени, видов и объёмов работ, № скважины, названия площади, полное наименование организации, выдавшей заявку, искусственный забой, максимальный угол наклона скважины.

Перед началом исследований проводится подготовка техники, оборудования, скважинных приборов.

Подготовительные работы на скважине начинаются с расстановки каротажного подъемника и станции. Затем начальник партии и буровой мастер активируют состояние скважины. При готовности скважины проводятся монтаж электрических сетей станции. Прокладываются сельсиновый кабель и заземляющие провода. Подключение лаборатории и подъемника к сети производится после окончания прокладки проводов, кабелей и заземления. Буровая бригада и персонал партии монтируют спускоподъемные механизмы, выгружают скважинные приборы, ИТР партии проводят необходимую проверку скважинных приборов.

При подготовке и развертке оборудования, всеми работами руководит начальник партии. Загрузка при этом работников, максимальна в целях увеличения производительности и уменьшения времени работ.

При геофизических работах, полы буровой и приемных мостков, площадка вокруг устья скважины очищаются от бурового раствора, нефти, смазочных материалов. Сходни приемных мостков должны иметь ребристую поверхность и поперечные рейки, предотвращающие скольжение.

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

Все посторонние предметы между скважиной и подъемником, затрудняющие свободное передвижение работников партии убираются.

К каротажному кабелю подключается скважинный прибор, проверяются цепи прибора, после чего он опускается в скважину и на подъеме проводят запись каротажных диаграмм.

При ведении каротажа каждый работник находится на своем месте в соответствии со своей квалификацией. Сроки работы и отдыха определяет начальник партии.

По окончании исследований начальник партии проверяет качество полученного материала, заполняет акт-наряды, которые подписываются ответственным представителем заказчика (геологом).

Демонтаж устьевого оборудования начинается с отключения от электрической сети, и осуществляются в обратной последовательности.

Начальник партии отправляет по спутниковой связи записанный материал в КИП.

Аппаратура и приборы, подлежащие ремонту и эталонировке, отправляются с выезжающей вахтой на базу.

Расходными материалами для аппаратуры партия снабжается по мере необходимости.

При неисправности приборов, они заменяются запасными, возимыми с собой.

В организацию режима рабочего времени входят установленные продолжительности рабочего дня, число рабочих дней в неделю, обеденный перерыв, чередование продолжительности работы и отдыха. Для работников партии установлен ненормированный рабочий день. Время начало работы устанавливается в зависимости от заявки.

При работе по заявке заказчика на скважине комплекс геофизических работ предусмотренных одной заявкой, как правило, превышает норму продолжительности рабочего дня. При данных условиях начальник партии должен предоставить своим подчиненным время для отдыха и приема пищи. Для отдыха в станции и подъемники предусмотрены спальные места.

Контрольно интерпретационные работы выполняются параллельно полевым работам. Обработка первичного материала заключается в решении геологических задач, определения параметров модели месторождения.

Ликвидация полевых работ производится при сдаче скважины заказчику. Работы заключаются в транспортировке приборов и оборудования на новое место работ или на базу. Все оборудование кроме подъемника и жилого вагончика будет вывезено с последней выезжающей вахтой, а подъемник и жилой вагончик будет вывезен по зимнику.

Финансирование будет происходить в соответствии с инвестиционным планом.

Организация работ заранее разрабатываются и впоследствии регулируются с помощью поэтапного плана, финансового плана, инвестиционного плана.

7.1.2 Смета расходов на проектируемые работы

Расчет коэффициента загрузки, обоснование количества отрядов, расчет продолжительности выполнения каротажных работ

Статьи основных расходов:

1. Основная заработная плата (текущий заработок рабочих и ИТР).
2. Дополнительная заработная плата, за счет которой формируется фонд для оплаты отпуска (7,9% от основной заработной платы).
3. Единый социальный фонд (пенсионный фонд, фонд медицинского страхования, фонд занятости, фонд социального страхования), эти отчисления в размере 35,6% установленном законом рассчитываются от фонда заработной платы, т.е. суммы основной и дополнительной заработной платы.
4. Материалы, лесоматериалы, электроэнергия, сжатый воздух и т.д., т. е. все то, что переносит свою стоимость на геологоразведочные работы сразу и полностью.
5. Амортизация оборудования в виде нормы амортизации, рассчитанной в зависимости от балансовой стоимости оборудования и его срока использования.
6. Износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов, которые служат долго, но стоят недорого. Их стоимость в размере 50% включается в затраты геологоразведочного проекта сразу, а оставшаяся часть списывается в процессе хозяйственной деятельности по бухгалтерской документации возможно на затраты по другому проекту.
7. Услуги собственных вспомогательных производств (например, ремонтный цех), норма услуг рассчитывается на каждом предприятии самостоятельно и устанавливается для всех видов работ одинаковая.
8. Транспорт, используемый в процессе работы, также входит в себестоимость полевых геологоразведочных работ в виде нормы, рассчитанной на предприятии.

Статьи 1 - 6 это простые статьи, т. к. они учитывают только один вид производственных ресурсов (либо трудовые ресурсы - три статьи по зарплате, либо материальные ресурсы - статья 4, либо технику или основные фонды - статьи 5 и 6).

Статьи “Услуги” и “Транспорт” - сложные или комплексные, т. к. в них учитываются затраты в виде простых статей, связанных:

- с заработной платой ремонтников и шоферов;
- с использованием материальных ресурсов (например, электроэнергия, бензин, ГСМ и т. д.);
- и с использованием технических средств (станки, машины и т. д.).

Все эти затраты включаются в норму, соответствующую расходам по данным статьям на предприятии.

Таким образом, затраты на каждый отдельный вид геологоразведочных работ формируются за счет вышеперечисленных статей основных расходов.

Затраты, связанные с организацией производства, в геологии называются накладными расходами.

За счет накладных расходов:

- содержится аппарат управления,
- осуществляется техника безопасности и промсанитария,
- выплачиваются налоги и платежи, входящие в себестоимость.

В смете эти затраты либо рассчитываются прямым расчетом, либо начисляются в виде норматива накладных расходов от 18 до 30 и более % от суммы основных расходов по согласованию с заказчиком.

Таким образом статьи основных и накладных расходов включают в себя все затраты, связанные с производством продукции, работ и услуг.

Кроме основных и накладных расходов в смету геологического проекта включаются расходы, свойственные только геологоразведочному производству.

Итогом сметы является определение сметной стоимости или цены проекта. Эти расчеты оформляются в виде сметных форм.

Основным сметным расчетом является “Общий расчет сметной стоимости геологоразведочных работ” оформленный по форме СМ-1, который включает в себя 6 групп затрат и оформлен в виде таблицы. Это основной сметный расчет, который обладает юридической силой. Он представляется заказчику и в банк для дальнейшей финансовой работы предприятия. В данной сметной форме под “Основными расходами” понимаются все затраты, связанные с производством геологоразведочных работ по данному проекту, которые складываются из затрат на отдельные геологоразведочные работы (геофизические, камеральные и т. д.), остальные затраты, увеличивая стоимость геологоразведочных работ, обеспечивают либо организационную (“Накладные расходы”), либо экономическую деятельность предприятия. К ним относятся: “плановые накопления”, “компенсируемые затраты”, “подрядные работы” и “резерв”.

“Плановые накопления” - это затраты, включаемые в смету и оплачиваемые заказчиком, предприятие использует для создания

нормативной прибыли, которая используется: для выплаты налогов и платежей от прибыли, а также для формирования чистой прибыли и создания фондов предприятия (фонда развития производства и фонда социального развития). Нормативной она называется потому, что утвержден специально для геологической службы норматив “Плановых накоплений” равный $14 \div 30\%$ от суммы “Основных” и “Накладных” расходов.

“Компенсируемые затраты” - это затраты, независящие от предприятия, предусмотренные законодательством и возмещаемые заказчиком по факту их исполнения. К “компенсируемым затратам” относятся:

- производственные командировки;
- полевое довольствие;
- доплаты и компенсации;
- затраты на охрану окружающей среды и т. д.

Все эти затраты рассчитываются и включаются в смету, а оплачиваются заказчиком на основании фактических документов о производстве работ и ведомостей об оплате.

“Подрядные работы” это работы, выполняемые сторонними организациями по объекту геологического задания в целом с выдачей окончательного отчета, а также работы, выполняемые организациями соисполнителями, затраты, которые входят отдельной строкой в состав сметы. Все подрядные работы оформляются договорами.

“Резерв” на непредвиденные работы и затраты предназначен для возмещения расходов, необходимость в которых выявилась в процессе производства геологоразведочных работ и не могла быть учтена при составлении проектно-сметной документации. “Резерв” предусматривается по опыту работы предприятия в процентах от суммы основных расходов (СМ-1), либо по нормативам в зависимости от стадии и вида геологоразведочных работ и составляет 4% для детальной разведки и доразведки.

Поэтапный план

Поэтапный план составляется, для того чтобы уже на стадии планирования организаторы и инвесторы знали, какие виды работ будут выполняться в тот или иной период времени (как правило за квартал) и какими результатами они завершатся.

Первый аванс на производство работ по проекту поступит на расчетный счет в соответствии с договором, тогда как последующие авансы перечисляются на основании акта обмера работ за предыдущий квартал.

Таким образом поэтапный план представляет собой таблицу, где указаны: временные периоды, виды и объемы работ, выполняемые в эти периоды; ожидаемые результаты по каждому периоду и виду работ.

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 129 448,4 рублей. Учитывая стоимость каротажных исследований в одной скважине, общая стоимость полевых каротажных работ выполняемых комплексной партией (в 3 скважинах) будет составлять 647 242 рубля.

При использовании каротажных автомашин Урал-4320 затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составляют 14268,1 руб. Расчёт проводится на основе нормы расхода горючего при переездах и при стационарной работе. Топливо, израсходованное на 3 скважинах – 42 804,3 рубля.

Контрольно интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 129 448,4 рублей.

Стоимость полевых работ выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно интерпретационных работ) составляет 1 294 484 рубля.

Общая сметная стоимость работ по проекту рассчитывается в соответствии с инструкцией по составлению проектов и смет.

Затраты, связанные с производством, называются основными расходами.

К основным расходам относятся:

- текущий заработок и затраты, учитывающие конституционные социальные гарантии;
- затраты, связанные с оплачиваемым ежегодным отпуском; - отчисления в пенсионный фонд;
- отчисления в фонд медицинского страхования;
- отчисления в фонд занятости;
- отчисления в фонд социального страхования.

Кроме того, к основным расходам относятся:

- материальные затраты, электроэнергия, лесоматериалы и т. д.;
- амортизация используемого оборудования;
- износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов;
- услуги и транспорт, используемые в процессе работы.

Затраты геологоразведочного производства (по каждому виду полевых и камеральных работ) формируются в виде статей основных расходов.

Расчёт затрат по видам работ производится на основании расценок по видам работ, принятых в ООО «Томскгазпромгеофизика».

Таблица 5.

Расчет затрат времени проектируемых работ

	Вид работ (метод)	Масштаб	Интервал, (м)		Объем	Ед.изм.	Норма времени , час/100 м	Коэффициент	Итого времени на объем, (час)
			Кровля	Подошва					
	Ст.каротаж, ПС	1:200	2608	3004	150	м	0,033x2	1,15	0,11
	БКЗ, 5 зондов	1:200	2608	3004	50	м	0,033x5	1,15	0,28
	Боковой каротаж	1:200	2608	3004	50	м	0,05	1,15	0,09
	Микробоковой каротаж	1:200	2608	3004	50	м	0,135	1,15	0,23
	ВИКИЗ	час	2608	3004		ас	1		1
	Резистивиметрия	1:200	2608	3004	50	м	0,033	1,15	0,07
0	Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	1:200	2608	3004	50	м	0,25	11,15	0,43
2	Инклинометрия ч/з 10 м одним прибор	чк	2608	3004	5	тчк	0,02	1,15	0,35
3	Каверномер	500	2608	3004	50	м	0,062	1,15	0,11
6	ПЗР на скважине	пер.				пер.	0,7		0,7
7	Проезд				5	м	50 км/ч		0,5
8	Тех дежурство	с			6	ас	6		6
9	Вспом. работы	ер.			4	пер.	0,98		3,92
0	Итого на одну скважину	3,53							

Расчет коэффициента загрузки каротажного отряда, количества отрядов, продолжительности и выполнения работ осуществляется по формуле:

$$n = O / (P_{\text{мес}} \cdot T);$$

Где O – объем работ, физ.ед;

$P_{\text{мес}}$ – производительность труда за месяц;

T – условное время выполнения работ, мес;

n – коэффициент загрузки отрядов;

$$n = 114368 / (11 \cdot 16280) = 0.6 \text{ (достаточно одного отряда)}$$

$$P_{\text{мес}} = P_{\text{см}} \cdot C;$$

$$P_{\text{см}} = O / N;$$

Где $P_{\text{см}}$ – производительность труда за смену;

C – количество смен в месяце;

N – затраты времени на весь процесс каротажа

O – объем работ, физ.ед;

$$P_{\text{см}} = 114368 / 98,4 = 1165 \text{ м/ч};$$

$$P_{\text{мес}} = 1164 \cdot 14 = 16305 \text{ м/мес.}$$

Таблица 6.

Основные расходы на проектно-сметные работы

п/п	Статьи основных расходов	Коэф. загрузки	Зарплата мес. (т/р)	Коэффициент	Итого
.	Основная: з/п				
.	Начальник экспедиции	0,3	15	1,3	5,85
.	Ведущий геофизик	0,3	12	1,3	4,68
.	Геофизик I категории	0,8	10	1,3	10,4
.	Геофизик технолог	1	7	1,3	9,1
.	Инженер сметчик	1	7	1,3	9,1
.	Геолог I категории	1	7	1,3	9,1
.	Техник-оформитель	0,8	5	1,3	5,2
	Итого осн. з/п				53,43
I.	Дополнительная з/п 7,9 % от осн. з/п				4,22

	Итого ФЗП		57,65
II.	Отчисления на соц. страх. 30%		17,295
V.	Материалы 15%		8,6475
.	Амортизация:		
.	Компьютеры 3%		1,7295
.	Здания 3%		1,7295
I.	Услуги 5%		2,8825
II.	Транспорт 1%		0,5765
Итого: проектно-сметные работы (т/р):			90,5105

Таблица 7.

Расчет суммы основных расходов по видам работ

Наименование исследований	Масштаб	Замеры и отборы производятся, м			Расценка	Коэффициент	Сумма, руб.
		От	До	Объем			
1	2	3	4	5	6	7	8
Ст.каротаж, ПС	1:200	608	004	150	5,46x2	1,29	2113,02
БКЗ, 5 зондов	1:200	608	004	150	5,46x5	1,29	5282,55
Боковой каротаж	1:200	608	004	150	5,93	1,29	1147,45
Микробоковой каротаж	1:200	608	004	150	15,6	1,29	3018,60
ВИКИЗ	Два часа	608	004	1	630,6	1,29	813,47
Резистивиметрия	1:200	608	004	150	5,46	1,29	1056,51
Акустический каротаж	1:200	608	004	150	17,71	1,29	3426,88
Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	1:200	608	004	150	25,11	1,29	4858,78
Инклинометрия ч/з 10 м одним прибором	тчк	608	004	15	2,73	1,29	52,83

Каверномер	1:500	608	004	150	5,63	1,29	1089,41
СПК	м			41090	2,06	1,79	151515,27
ПЗР на базе	опер.			1	81,84	1,14	93,30
ПЗР на скважине	опер.			1	95,48	1,14	108,85
Тех дежурство	ас			6	136,40	1,14	932,98
Вспом. работы	опер.			4	95,48	1,14	435,39
Итого стоимость комплекса на одну скважину							175 975,29

Таблица 8.

Общий расчет сметной стоимости геологического задания (СМ-1)

п/п	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Ито го (т.р.):
		Ед.из м.	Коли- чество		
	ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ				
	Собственно геологоразведочные работы:				
	- проектно-сметные	мес	1	106,7481	106,7481
	- полевые	скв	1	184,84456	184,84456
	- организация и ликвидация полевых работ	опер	1	0,20214	0,20214
	- камеральные и т.д.	%	100	184,84456	184,84456
	Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	км	50	50р/км	2,5
	- транспортировка вахт (вертолет)	час	4	30	120
	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	20	476,63936	95,32787
	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	476,63936	71,49590
	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				

	- полевые довольствия	%	2	476,63936	9,53279
	- доплаты	%	10	476,63936	47,66394
	- охрана природы	%	2	476,63936	9,53279
	ПОДРЯДНЫЕ РАБОТЫ				
	РЕЗЕРВ	%	10	476,63936	47,66394
ИТОГО сметная стоимость					880,35659
Договорная цена с учетом НДС (+ 18%)					1038,82078

8. Социальная ответственность

8.1 Производственная и экологическая безопасность при проведении геофизических работ

Район работ расположен в Томской области, на Герасимовском нефтегазоконденсатном месторождении. Работы проводятся в любое время года, дороги в хорошем состоянии как летом, так и зимой.

Рельеф местности представляет собой слаборасчлененную заболоченную, покрытую смешанным лесом равнину с абсолютными

отметками +80 - +140 м. Речная сеть представлена многочисленными притоками рек Чижалка и Чузик. Судоходна река Чузик до с.Пудино для мелких барж. Вскрытие рек происходит в конце апреля – мае, ледоставом второй половине октября. Болота промерзают к концу января – началу февраля.

Берега рек обычно заболочены, но местами крутые и сильно залесены. Большая часть территории водоразделов также залесена. Породы деревьев различные, в основном хвойные (кедр, сосна, ель, пихта), осина и береза.

Климат района континентальный с длинной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха в среднем зимой составляет -20-25, летом +15 - +20. По количеству выпадающих осадков район относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков 400-500 мм. Преобладающее направление ветров юго-восточное.

Снежный покров держится 180-190 дней и достигает мощности 0,6 м, в пониженных участках до 1,5-2,0 м. Средняя глубина промерзания грунта 1,6 м, болота - до 0,4 м.

8.2.1 Производственная безопасность

Выполнение работ ГИС на Герасимовском месторождении осуществлялось в полевых и камеральных условиях.

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанные с особенностями методики измерений (ненормированный рабочий день, тяжелые погодные условия проведения работ, переезды и т.д.), конструктивными особенностями исследовательской аппаратуры (работа с электрическим током, радиоактивными веществами, негабаритными и тяжёлыми механическими приборами, спускоподъемными и погрузочно-разгрузочными работами). Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

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

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

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

В таблице приведены основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 9.

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

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Методы электрического каротажа	1. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	1. Электрический ток;	ГОСТ 12.1.019-79 [N]
2. Методы акустического каротажа	2. Тяжесть и напряженность физического труда	2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;	ГОСТ 12.1.030-81 [N] ГОСТ 12.1.038-82 [N]
1. Методы радиоактивного каротажа	3. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	3. Пожарная и взрывная безопасность	СНиП 21-01-97 [N] ГОСТ 12.1.004-91 [N]
4. Резистивиметрия	4. Превышения уровня ионизирующих излучений		ГОСТ 12.4.125-83 [N] ГОСТ 12.1.003-83 [N] ГОСТ 12.2.003-91 [N]
5. Кавернометрия			НРБ-99 [N]
6. Термометрия			ОСПОРБ – 99/2010 [N]
7. Работа с лебедкой каротажного подъемника	5. Превышение уровня шума		
8. Спускоподъемные операции	6. Недостаточная освещенность		

8.2.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению(техника безопасности)

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-74 [10].

Полевой этап

1. Электрический ток

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, по техническим причинам таким, как ухудшение электроизоляции, дефектов монтажа; поэтому требования безопасности сводятся к мерам электробезопасности.

Воздействие тока на человека:

- термическое
- электролитическое
- биологическое

Исход поражения электрическим током

- электрическая травма (ожог, металлизация кожи)
- электрический удар
- протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81 [N], ГОСТ 12.1.019-79 [N], ГОСТ 12.1.038-82 [N]).

Соединительные провода, применяемые для сборки электросетей, не должны иметь обнаженных жил, ненадежную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками.

При работах на буровой запрещается пользоваться напряжением более 380 V.

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

Подключать кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки всех коммуникаций каротажной станции. Кабель, соединяющий оборудование станции с электросетью подвешивается на высоте не менее 0.5 м и располагается в стороне от проходов и дорог.

Проверку работы или поиск неисправностей в каротажной станции, находящейся под напряжением, должны производить на менее чем два исполнителя.

Если необходимо проверить на поверхности исправность скважинного прибора, разрешается подавать напряжение в схему только после предупреждения об этом работников партии. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний, устройством зануления;
- применением специальных схем защитного отключения, электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

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

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажно-демонтажных работах на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [13], ГОСТ 12.4.125-83 [16], ГОСТ 12.2.003-91 [18]).

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

8.2.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению (производственная санитария)

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

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

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

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

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Каргасокском районе Томской области, где

климат района континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура в зимний период составляет $-20 - 25^{\circ}\text{C}$, иногда до $-40 - 50^{\circ}\text{C}$. Зимний период продолжается в среднем 180-185 дней (с ноября по апрель). Толщина снежного покрова достигает 0,48 – 0,6 м, промерзаемость грунта 1,0-1,2 м. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль.

Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. В Постановлении №370 от 16.12.2002г. о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре -27°C , -29°C с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре -30°C , -35°C без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре -35°C , -39°C с ветром силою не более 3 баллов, без ветра -40°C – работы на открытом воздухе прекращаются. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка - ушанка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки.

В полевых условиях проживание геофизической партии обеспечивается путем заселения в вахтовые вагончики, площадью до 18 м^2 на весь состав партии (от 2 до 4 человек). Тем самым в жилом помещении постоянным вредным выделением является выдыхаемая людьми углекислота (CO_2), избежать вредного влияния которой можно обеспечив необходимым потребный воздухообмен. Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислоты, выделяемой человеком и по допустимой ее концентрации. Количество углекислоты в зависимости от возраста человека и выполняемой работы, а также допустимые концентрации углекислоты для различных помещений приведены в таблицах.

Таблица 10.

Количество углекислоты, выделяемой человеком при разной работе

Возраст человека и характер работы	Количество CO_2	
	в л/ч	в г/ч

Взрослые:		
при физической работе	45	68
при легкой работе (в учреждениях)	23	35
в состоянии покоя	23	35
Дети до 12 лет	12	18

Таблица 11.
**Предельно-допустимые
концентрации углекислоты**

Наименование помещений	Количе CO ₂	
	в	в г/кг
Для постоянного пребывания людей	1	1,5
Для пребывания детей и больных	0,7	1
Для учреждений	1,25	1,75
Для кратковременного пребывания людей	2	3

Содержание углекислоты в атмосферном воздухе можно определить по химическому составу воздуха. Однако, учитывая повышенное содержание углекислоты в атмосфере населенных пунктов, следует принимать при расчете содержания CO₂ следующие значения: для сельских населенных пунктов – 0,33 л/м³, для малых городов (до 300 тыс. жителей) – 0,4 л/м³, для больших городов (свыше 300 тыс. жителей) – 0,5 л/м³.

Необходимо определить требуемую кратность воздухообмена в помещении, где проживают 4 человека (состав геофизической партии).

По таблице «Количество углекислоты, выделяемой человеком при разной работе» определяем количество CO₂, выделяемой одним человеком $g = 23$ л/ч. По таблице «Предельно-допустимые концентрации углекислоты» определяем допустимую концентрацию CO₂. Тогда $x_v = 1$ л/м³ и содержание CO₂ в наружном воздухе для сельских населенных пунктов $x_n = 0,33$ л/м³.

Определяем требуемый воздухообмен по формуле:

$$L = \frac{G * 1000}{x_n - x_v}$$

где L , м³/ч – требуемый воздухообмен; G , г/ч – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения; x_v , мг/м³ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [N]; x_n , мг/м³ – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест (ГН 2.1.6.1338-03) [N].

$$L = 23 \cdot 4 / (1 - 0,33) = 137,3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Кратность воздухообмена определяется по формуле:

$$n = \frac{L}{V_{\text{п}}}, \text{ ч}^{-1}$$

где $V_{\text{п}}$ – внутренний объем помещения, м³.

$$V_{\text{п}} = s \cdot h,$$

где h – высота вагончика от пола до потолка равная 2,2 метра, s – площадь пола (потолка), из расчета длины вагончика 6 метров и ширины 3 метра.

$$n = \frac{137.3}{39.3} = 3.5 \text{ ч}^{-1}$$

Согласно СП 2.2.1.1312-03 [N], кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима. Кратности воздухообмена (n) показывает сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Значение n в нашем случае в пределах допустимой нормы. Достаточно естественного воздухообмена без устройства механической вентиляции.

2. Превышение уровня шума

Основными источниками шума при работе являются: дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-83 [15] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [27]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю - эквивалентному уровню шума в дБА.

Выбор метода нормирования в первую очередь зависит от временных характеристик шума. По этим характеристикам все шумы подразделяются на постоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется не более чем на 5 дБА, и непостоянные, аналогичная характеристика которых изменяется за рабочий день более чем на 5 дБА. Нормирование по предельному спектру шума является основным для постоянных шумов.

Предельный спектр шума - это совокупность нормативных значений звукового давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. В табл. представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Таблица 12.

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-83)

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

Второй метод нормирования - по эквивалентному уровню шума - основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА. Постоянные шумы характеризуются по предельному спектру шума, а непостоянные только в дБА.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- звукоизоляция кожухами;
- использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлем и т. п.).

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Таблица 13.

Освещение площадок предприятий и мест производства работ вне зданий (СНиП 23-05-95)

Разряд зрительной	Отношение минимального размера	Минимальная освещенность в
-------------------	--------------------------------	----------------------------

работы	объекта различения к расстоянию	горизонтальной плоскости, лк
	от этого объекта до глаз работающего	
IX	Менее $0,05 \cdot 10^{-2}$	50
X	От $0,5 \cdot 10^{-2}$ до $1 \cdot 10^{-2}$	30
XI	От $1 \cdot 10^{-2}$ до $2 \cdot 10^{-2}$	20
XII	От $2 \cdot 10^{-2}$ до $5 \cdot 10^{-2}$	10
XIII	От $5 \cdot 10^{-2}$ до $10 \cdot 10^{-2}$	5
XIV	$10 \cdot 10^{-2}$	2

Примечание - При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.

Рабочее освещение нормируется СНиП 23-05-95 [25] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

4. Превышение уровня ионизирующих излучений

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ). Источниками ионизирующего излучения служат плутоний-бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивные изотопы цезия.

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ, таблица [N]. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от рентгеновского и гамма-излучения (ОСПОРБ – 99/2010 [N]).

Таблица 14.

Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)

Нормируемые документы	Пределы доз	
	Персонал	Население
Эффективная доза	20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год	1 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв в год
Эквивалентная доза за год в хрусталике глаза	150 мЗв	15 мЗв
Коже	500 мЗв	50 мЗв
Кистях и сапогах	500 мЗв	50 мЗв

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

1. Применять защитные средства в виде контейнеров, экранов, спецодежды;

2. Осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

Для защиты от гамма-излучения применяют свинец. Дозу гамма излучений за рабочий день определяют с помощью карманных дозиметров путём пересчета показаний радиометров, отградуированных в единицах мощности дозы (мкР/ч). В любом случае мощность поглощенной дозы для каждого работника не должна превышать 5 бэр/г (0.02 Зв).

Для защиты от нейтронного излучения используют материалы, содержащие водород (вода, парафин) с добавками бора. Дозу нейтронного излучения определяют пересчетом мощности доз, отсчитанных по показаниям радиометра, снабжённого датчиком тепловых или быстрых нейтронов, путём пересчёта. Суммарная доза за рабочий день определяется как сумма доз, полученных при каждой операции - получении источника излучения, его переноски, установки в скважинный прибор и т.д.

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

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

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

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

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

Таблица 15.

Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)

Категория облучаемых лиц	Назначение помещений и территорий	Продолжительность облучения, ч/год	Проектная мощность эквивалентн
--------------------------	-----------------------------------	------------------------------------	--------------------------------

			ой дозы, мкЗв/ч
Персонал	Помещения постоянного пребывания персонала	1700	6,0
	Помещения временного пребывания персонала	850	12
	Помещения организации и территория санитарно-защитной зоны, где находится персонал группы Б	2000	1,2
Население	Любые другие помещения и территории	8800	0,06

К основным параметрам радиоактивного заражения относятся:

1. Уровень радиации (доза), который показывает какую дозу может получить в единицу времени, обозначается буквой Р (р/час), (рад/час), а доза – рентген (Р), (рад).

2. Степень зараженности поверхности объекта (мр/час). Уровень радиации на местности, степень зараженности поверхности различных объектов радиоактивными веществами определяют по показаниям дозиметрических приборов (ДП – 5В, ИД – 1 и т.д.).

8.2.3 Пожарная и взрывная безопасность

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных и технических мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов в полевых и камеральных условиях.

Возможными причинами пожаров при проведении каротажных работ является несоблюдение инструкций по эксплуатации электротехнических устройств, а также нарушение общих правил пожаробезопасности на буровой.

Перед проведением геофизических работ необходимо проверить изоляцию электрооборудования и исправность защитного заземления буровой установки и скважины.

Промыслово-геофизические работы во время грозы проводить запрещается.

При работе в скважине, где возможны нефте- и газопроявления, или в скважине с герметизированным устьем с газовой средой, каротажные подъемники и лаборатории необходимо ставить с наветренной стороны.

После окончания работы все источники электропитания должны быть отключены.

В каротажном подъемнике и лаборатории запрещается разжигать примусы, керогазы, паяльные лампы, а также хранить пожароопасные материалы в открытых сосудах.

Для освещения и отопления рабочих мест необходимо использовать только приборы и устройства, предусмотренные проектами каротажной лаборатории и подъемника.

Категорически запрещается пользоваться на устье скважины открытым огнем для отогревания геофизического оборудования. В случае замерзания ролика блок-баланса, или другого оборудования отогревать их следует только паром или горячей водой, необходимый запас которой должен быть на буровой.

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

- Огнетушитель 1 шт. (на каждую машину) марки ОВП 10 или ОУ-1.
- Ведро пожарное -1шт.
- Топоры -1 шт.
- Ломы -2 шт.

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

Буровая по пожарной и взрывной опасности относится к категории Ан (НПБ 105-03 [N]), т.к. она содержит горючие газы (природные газы месторождений и попутные газы газонефтяных месторождений, сланцевые и другие), легковоспламеняющуюся жидкость (нефть).

Мероприятия по предотвращению пожароопасных ситуаций:

Предотвращение короткого замыкания на рабочем месте:

1. измерение сопротивления изоляции $R > 0,5 \text{ МОм}$;
2. защита от механических повреждений;
3. отключающая аппаратура (коммутирующая), предохранители, автоматы.

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

Работы по предотвращению открытого огня:

1. все сварочные работы должны производиться на определённом участке (сварочном посту), работа производится по разрешению;
2. весь транспорт снабжен искрогасителями, во взрывоопасных зонах использование инструмента только с изоляционным покрытием (изоляционными ручками).

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

8.2.4 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды при проектировании промышленно – геофизических исследований или эксплуатации месторождений предусмотрена действующим природоохранным законодательством (ГОСТ 17.1.3.05-82 [13]).

В соответствии с Законом Российской Федерации «Об охране окружающей среды» в целях экологического контроля за охраной окружающей природной среды и требований экологической безопасности при производстве наземных геофизических работ на Герасимовском месторождении планируется выполнить ряд мероприятий.

Передвижение к устьям скважин для проведения каротажных работ будут проводиться с использованием автомобильного транспорта, по заранее подготовленным дорогам. Прокладка дорог будет проводиться в местах наименьшей залесённости, размещение площадки под каротаж и вспомогательного оборудования по возможности на подъездных путях и дорогах, что сократит порубочные работы. Срубленные деревья будут использованы на строительные и хозяйственные нужды, а обрубки и не 93 использованный подлесок возможно применять в качестве отопительного материала.

Регулирование природопользования и природоохранной деятельности, по согласованию с местным комитетом исполнительной власти, планируется осуществлять путём принятия следующих мер:

- Организовать временные стоянки, оборудованные необходимым количеством противопожарного инвентаря;
- Провести беседы и инструктажи с работниками полевого отряда;

- Соблюдать правила и сроки охоты и рыболовства;
- Оборудовать навесы для ГСМ, установлены ёмкости для слива отработанных ГСМ и складирования ветоши;
- Заправку транспортных средств производить с использованием специальных устройств и в местах, исключающих возможность загрязнения окружающей природной среды;
- Соблюдать противопожарные мероприятия;
- Оборудовать помойные и выгребные ямы для мусора и бытовых отходов.

Для предупреждения загрязнения подземных вод в соответствии с требованиями охраны природы после окончания бурения будет проводиться ликвидационный тампонаж скважин глинистым раствором.

В период проведения полевых работ будет производиться активный контроль по недопущению нарушений, оказывающих неблагоприятное воздействие на окружающую природную среду.

8.2.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Классификация ЧС по основным признакам:

1. По сфере возникновения:
 - техногенные;
 - природные;
 - экологические;
 - социально-политические и др.
2. По ведомственной принадлежности:
 - в промышленности;
 - в сельском хозяйстве и лесном хозяйстве;
 - в строительстве и др.
3. По масштабу возможных последствий:
 - глобальные;
 - региональные;
 - местные.
4. По масштабу и уровню привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.
5. По сложности обстановки и тяжести последствий.

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии бурения и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К таким относят незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, размножаются и распространяются по службам, участвующим в разработке месторождения. В перечне документов фиксируются причины аварий или чрезвычайных ситуаций, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избегания выбросов в будущем.

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы:

- До проведения исследований "заказчик" подготавливает скважину.
- Буровое оборудование должно быть исправным.
- На скважине должен быть установлен превентор.
- Скважина должна быть залита буровым раствором до устья.
- Электроустановки должны быть исправны.

Начальник геофизической партии проверяет проведенные подготовительные работы. Составляется акт на проведение геофизических исследований, за подписями бурового мастера, представителя заказчика, электрика. При работах в действующих скважинах также подписывается работник противofонтанной службы. При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противofонтанной и пожарной службе.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена.