



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

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

**Геофизические исследования скважин для решения разведочных задач на  
Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)**

УДК 553.98:550.83(571.121)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Темирханов Тимур Мубаширханович		

#### Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В. В.	кандидат г.-м. н.		

#### КОНСУЛЬТАНТЫ:

##### По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кныш С. К.	кандидат г.-м. н.		

##### По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

##### По разделу «Социальная ответственность»

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

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Лукин А. А.	кандидат г.-м. н.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

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

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

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

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
222А	Темирханов Тимур Мубаширханович

Тема работы:

Геофизические исследования скважин для решения разведочных задач на Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

Исходные данные к работе	Материалы, собранные во время производственной преддипломной практики на предприятии ООО «Газпром Георесурс» г. Томск Опубликованная и фондовая литература
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Географо-экономический очерк района работ</li> <li>2. Геолого-геофизическая изученность района</li> <li>3. Стратиграфия</li> <li>4. Тектоника</li> <li>5. Нефтегазоносность</li> <li>6. Характеристика нефтегазоносности месторождения</li> <li>7. Литологические и фильтрационно-емкостные свойства пород – коллекторов и покрышек</li> <li>8. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований</li> <li>9. Вопросы проектирования геофизических работ.</li> <li>10. Выбор участка работ</li> <li>11. Априорная физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса</li> </ol>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>12. Интерпретация геофизических данных</li> <li>13. Общая геолого-геофизическая характеристика сравниваемых пластов (разрезов)</li> <li>14. Количественная интерпретация покрышек и пластов разной нефтенасыщенности</li> <li>15. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> <li>16. Социальная ответственность</li> </ul>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1. Обзорная карта района работ.</li> <li>2. Схема геолого-геофизической изученности.</li> <li>3. Стратиграфический разрез.</li> <li>4. Тектоническая карта.</li> <li>5. Фрагмент временного разреза по профилю.</li> <li>6. Распределения значений характеристик пород по результатам анализов керна пласта ПК1-3</li> <li>7. Распределения значений характеристик пород по результатам анализов керна пласта МХ10-13</li> <li>8. Распределения значений характеристик пород по результатам анализов керна пластов группы БУ</li> <li>9. Характеристика разреза пласта ПК1-3 по данным ГИС (скв.20)</li> <li>10. Структурная карта по кровле коллектора</li> <li>11. Априорная физико-геологическая модель объекта.</li> <li>12. Распределение относительной амплитуды СП в интервалах коллекторов и неколлекторов, выделенных по прямым качественным признакам в продуктивных отложениях</li> <li>13. Распределение относительной амплитуды СП в коллекторах, выделенных по прямым качественным признакам, с дифференциацией по эффективным толщинам в продуктивных отложениях</li> <li>14. Геофизический разрез скважины 33 пласта БУ<sub>6-8</sub></li> <li>15. Разрез геофизических данных по линии скважин 26,21,31 пласта ПК<sub>1-3</sub></li> <li>16. Породы коллекторы из сводного разреза (кузнецовская и покурская свиты)</li> <li>17. Породы покрышки из сводного разреза (Ереямская свита)</li> <li>18. Породы покрышки пластов БУ из сводного разреза (Заполярная свита)</li> <li>19. Корреляционные зависимости между геофизическими параметрами для покрышек пластов разреза скв. 132</li> <li>20. Средние значения геофизических параметров (скв. 132)</li> <li>21. Корреляционные зависимости между геофизическими параметрами продуктивной части пластов разреза скв. 132</li> <li>22. Корреляционные зависимости между геофизическими параметрами водоносной части пластов разреза скв. 132</li> <li>23. Корреляционные зависимости между геофизическими параметрами интервалов разреза пластов ПК1-3, ПК12 и МХ3-4 (скв. 132)</li> </ul>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Геологическая часть	Кныш С. К.
Экономическая часть	Кочеткова О. П.
Социальная ответственность	Задорожная Т. А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В. В.	кандидат.г.-м. н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Темирханов Тимур Мубаширханович		

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

Студенту:

<b>Группа</b> 222А	<b>ФИО</b> Темирханову Тимуру Мубаширхановичу
-----------------------	--

<b>Институт</b> Уровень образования	Природных ресурсов специалитет	<b>Кафедра</b> Направление/специальность	Геофизики Технология геологической разведки
--	-----------------------------------	---	--

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость геофизических исследований скважин 610433 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Внутренняя норма прибыли (IRR)
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Дисконтированный доход государства, поток денежной наличности и индекс доходности
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценки капитальных вложений, показатели экономической и эксплуатационных затрат
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Федеральный, субъектов РФ и местные бюджеты, взносы на страхование во вне бюджетные фонды
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Пенсионный, социального страхования, медицинского страхования фонды, страхование от несчастного случая.
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ст. преподаватель	Кочеткова О.П.			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
222А	Темирханов Тимур Мубаширханович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
222А	Темирханову Тимуру Мубаширхановичу

Институт	ИПР	Кафедра	Геофизики
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

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

<p><b>1. Характеристика Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения</b></p>	<p>Западно- и Восточно-Мессояхское месторождения находятся в северной части Западно-Сибирской низменности, на юго-западе Гыданского полуострова. Территория представляет собой пологоволнистую и плоскую ступенчатую равнину с большим количеством озёр и рек. Территория месторождения характеризуется сплошным распространением многолетнемерзлых пород (ММП) по площади и монолитным строением по разрезу.</p>
---	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p><b>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</b></p> <p><b>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</b></p>	<p>Вредные факторы могут наблюдаться как на полевом этапе работы, так и при первичной обработке полученного материала.</p> <p><b>Вредные факторы на полевой стадии работ:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>– Превышение уровней шума.</li> </ul> <p><b>Вредные факторы в геофизической станции:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Отклонение показаний микроклимата в помещении;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> </ul> <p><b>Опасные факторы на полевом этапе:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Электрический ток;</li> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).</li> </ul> <p><b>Опасные факторы в геофизической станции:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Электрический ток.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p>	<p>При проведении геофизических работ в скважине возможно вредное воздействие на:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– литосферу;</li> </ul>



	– гидросферу; – атмосферу.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Пожар во временном полевом лагере или геофизической станции как ЧС.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93; РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Темирханов Тимур Мубаширханович		

## РЕФЕРАТ

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, месторождения углеводородов, Западная Сибирь, Мессояхское месторождение, нефтегазоконденсат.

Дипломный проект состоит из трех частей: общей, проектной, специальной.

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

В проектной части производится выбор комплекса геофизических методов и его обоснование. Также рассматривается методика и техника проведения геофизических исследований в скважинах и интерпретация геофизических данных.

Специальная часть посвящена изучению геофизических особенностей интервалов разреза, вмещающих пласты разной нефтегазонасыщенности. В данной работе производится интерпретация данных по скважине, петрофизических характеристик параметров, средних значений и их корреляционных связей.

В экономической части проведен расчет затрат с учетом всех проектируемых объемов работ и сметная стоимость проекта, которая составила 2458459 руб.

В социальной части рассмотрены вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды.

Объем пояснительной записки 81 страниц, 28 рисунков, 8 таблиц, 28 источников.

Проект составлен по материалам фондовой и опубликованной литературы.

## ESSAY

Keywords: geophysical researches of chinks, deposits of hydrocarbons, Western Siberia, Messoyahsk's a deposit, oil and gas condensate.

The graduation paper contains three parts: general information, a project and a theoretical overview.

The general information renders details of the geographical location, climate peculiarities of the area within which the Messoyakhskoe field is located. The survey area characterization and its geological pattern are given.

In the project part the choice of a suite of geophysical methods is made and its justification is provided. The section considers technique and technology of well logging measurement, methods of equipment calibration and geophysical data interpretation.

The theoretical overview is focused on the study of the geophysical features of section intervals containing layers with different degree of hydrocarbon saturation. The interpretation of well logging data, petrophysical characteristics, mean values and their correlations is provided. This results in detection of oil-gas saturation indications which may have a wide practical application.

In an economic part calculation of expenses taking into account all projected amounts of works and the estimated cost of the project which has made 2458459 rub is carried out.

In a social part harmful and dangerous factors when performing geophysical works are considered, actions for safety in emergency situations and environmental protection.

The explanatory notes comprise 81 pages, 28 pictures, 8 tables, 28 sources.

The diploma paper is produced on the basis of file and published materials.

## Оглавление

РЕФЕРАТ .....	10
ВВЕДЕНИЕ .....	13
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ .....	15
1.1. Географо-экономический очерк района работ.....	15
1.2. Геолого-геофизическая изученность района .....	18
2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ .....	21
2.1. Литологические и фильтрационно-емкостные свойства пород – коллекторов и покрышек.....	21
2.2. Анализ результатов геофизических работ прошлых лет .....	27
2.3. Вопросы проектирования геофизических работ .....	31
2.3.1. Выбор участка работ .....	31
2.3.2. Априорная физико-геологическая модель объекта изучения .....	32
2.3.3. Выбор и обоснование геофизического комплекса .....	34
2.4. Интерпретация геофизических данных .....	41
2.4.1. Выделение коллекторов .....	41
2.4.2. Определение пористости и литологии карбонатных пород .....	44
2.4.3. Определение пористости и глинистости терригенных пород.....	46
2.4.4. Универсальная методика оценки нефтегазонасыщенности коллекторов.....	47
3. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ .....	49
3.1. Общая геолого-геофизическая характеристика сравниваемых пластов (разрезов).....	50
3.2. Количественная интерпретация покрышек и пластов разной нефтенасыщенности .....	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	80

## ВВЕДЕНИЕ

Одной из ключевых отраслей топливно-энергетического комплекса страны является нефтяная и газовая промышленность. Развитие нефтяной промышленности сопровождается последовательным увеличением эксплуатационного фонда скважин. Оперативную и систематизированную информацию о скважинах и пластах, необходимую для проведения геолого-технических мероприятий и управления процессами разработки нефтяных залежей, получают в результате геофизических исследований как в процессе их строительства, так и в ходе эксплуатации.

В настоящее время геолого-геофизическая изученность данного месторождения достаточно низка. Это проявляется в неравномерном исследовании перспективных структур, отсутствии достаточного количества и объема исследования керна, а самое главное – это довольно неравномерное проведение исследований пробуренных скважин геофизическими методами. Причины этому в основном – экономические и инфраструктурные, данное месторождение находится в достаточно суровом климате при практически полном отсутствии инфраструктуры, в частности здесь полностью отсутствуют дороги.

Необходимость использования геофизических исследований скважин обуславливается тем, что с их помощью можно детально расчленить геологический разрез, с достаточной точностью определить фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и характер насыщения пластов-коллекторов.

В связи с многообразием методов обработки и интерпретации геофизических материалов при решении большинства геологических и петрофизических задач возникает проблема выбора наиболее информативных статистических методов и определения последовательности их применения с целью получения максимального эффекта. Такой эффект может быть достигнут лишь при использовании как субъективных, так и объективных подходов. Выбор

рационального подхода достаточно сложен и строго индивидуален, то есть зависит от конкретной задачи и множества факторов.

На практике при обработке геофизической информации должен быть учтен весь накопленный опыт работ сходных условиях при широком использовании вероятностно-статистических методов на каждом этапе интерпретации.

Целью в настоящей работе является проведение анализа ранее проведенных работ с целью определения объективных геофизических особенностей пластов с различным углеводородосодержанием Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения.

## 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

### 1.1. Географо-экономический очерк района работ

Западно- и Восточно-Мессояхское месторождения находятся в северной части Западно-Сибирской низменности, на юго-западе Гыданского полуострова (рис.1.1).

Ближайшими населенными пунктами являются п.Антипаюта и п.Тазовский, расположенные в 54 км на северо-запад и в 97 км на юг соответственно от границ Западно-Мессояхского лицензионного участка.

Населенные пункты в районе расположены редко и на больших расстояниях друг от друга. Ближайший крупный населенный пункт (население около 75 тыс.чел.) – г.Новый Уренгой – расположен приблизительно в 260 км на юг. Здесь находится ближайшая железнодорожная станция и аэропорт. Столица Ямало-Ненецкого автономного округа - г.Салехард - расположен примерно в 530 км на юго-запад от границ участка. Коренное население района – ненцы, ханты, селькупы. Местное население занято оленеводством, рыболовством, охотой.

Ближайшими нефтегазовыми месторождениями являются Ямбургское, Юрхаровское, Северо-Уренгойское, Тазовское. Месторождения приурочены к Мессояхской низменности, расположенной в пределах арктической тундры.

Морфологически описываемый район представляет собой полого-волнистую и плоскую ступенчатую равнину с большим количеством озёр и рек. Для местности характерно большое количество ледовых холмов. Абсолютные высотные отметки колеблются от 15 до 110 м. Глубина речных врезов составляет 5-10 м. Криогенные и посткриогенные процессы, связанные с существованием вечной мерзлоты, определяют характер современного микро- и мезорельефа.

На территории распространены термокарстовые явления, имеют место процессы солифлюкции и морозобойного трещинообразования, течение оттаявшего грунта, многолетние бугры пучения.

Хозяйственная деятельность (рубка леса, строительство дорог, утаптывание снега, утепление участков земной поверхности зданиями,

нарушение склонов) способна сильно активизировать термокарстовые, солифлюкационные и пучинные процессы. Эти процессы приобретают характер опасных для людей явлений. Разрушение зданий, порывы нефтепроводов, вспучивание дорог – тому наглядные примеры. Географическое положение территории определяет ее климатические особенности.

Значительное влияние на формирование климата оказывают: непосредственная близость моря, повышающая температуру зимой и снижающая ее летом; защищенность с запада Уральскими горами, с востока – Восточно-Сибирскими, и при этом - полная открытость территории с севера и юга из-за равнинно-плоского рельефа. [1]

Благодаря такому местоположению над территорией осуществляется меридиональная циркуляция, в результате которой периодически происходит смена холодных и теплых воздушных масс, что вызывает резкие переходы от тепла к холоду.

Многолетняя средняя температура воздуха: января (самого холодного месяца) – (- 26,7°С); июля (самого теплого месяца) - (+13,4°С); среднегодовая – (-9,3°С); абсолютный минимум – (-60° С); абсолютный максимум – (+32° С).

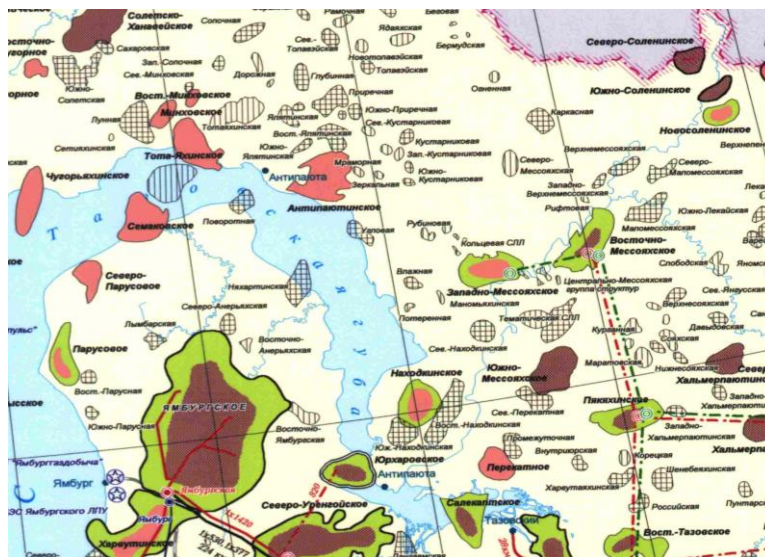


Рис. 1.1 – Обзорная карта района работ

Средняя дата образования устойчивого снежного покрова – 10 октября, разрушения – 2 июня. Число дней со снежным покровом - 245. Снеговой покров 0.7-1 м – на водоразделах, 2 м – в понижениях рельефа.



Основным препятствием для развития экономики района является полное отсутствие дорог. Летом передвижение возможно вездеходным транспортом и с помощью авиации.

Территория месторождений расположена в пределах Мессояхской криологической области, характеризующейся сплошным распространением многолетнемерзлых пород (ММП) по площади и монолитным строением по разрезу. В геокриологическом отношении месторождение изучено очень слабо. Ни в одной из глубоких скважин не изучался мерзлый керн и не использовалась льдистость на всю мощность ММП.

Район работ расположен в подзоне южных субарктических тундр. Растительный покров южнотундровой зоны представляет собой сложное сочетание разных типов тундр.

На ближайших месторождениях с исследованным температурным режимом верхней части разреза: Мессояхском, Соленинском, Тазовском, температуры по всей мерзлой толще распределены с нормальным градиентом. Мощность толщи с отрицательной температурой достигает 400-450 м.

На Западно- и Восточно-Мессояхском месторождениях не проводились высокоточные температурные измерения. По данным кривых ОЦК нижняя граница льдосодержащих пород находится в пределах 320-390 м.

Доставка необходимого оборудования и грузов возможна в навигацию по Тазовской губе судами со средним водоизмещением через речной порт Тазовский. Навигация длится с середины июля до второй декады сентября. Высокая степень заболоченности, сложная гидрографическая обстановка района, расчлененность рельефа создают трудности для осуществления нормальных грузоперевозок при производстве работ. Зимой передвижение возможно авиатранспортом, гусеничным транспортом, а также по зимникам автотранспортом. [1]

## 1.2. Геолого-геофизическая изученность района

На этапе региональных исследований северных территорий Западно-Сибирской равнины площадь работ была покрыта следующими съемками:

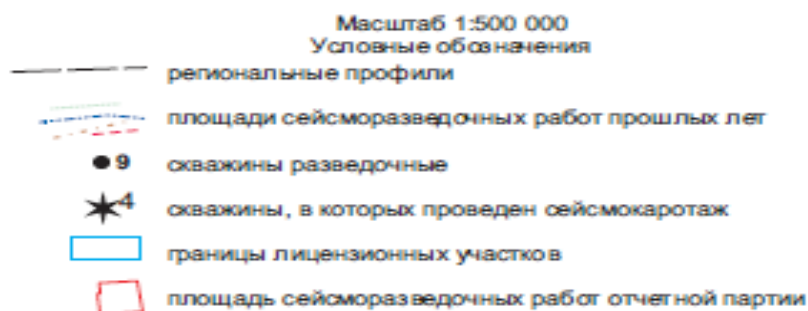
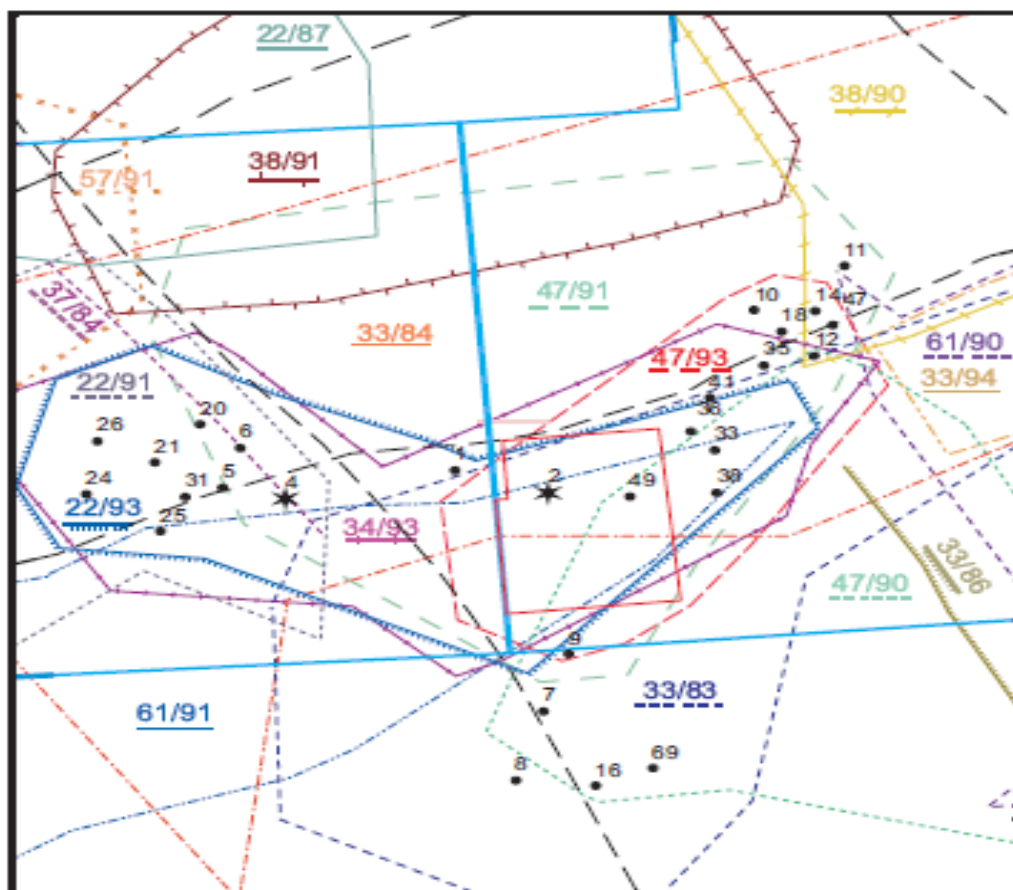
- геологической съемкой масштаба 1:1 000 000 (ВСЕГЕИ, 1951-1952гг., НИИГА, 1952-1955гг., ЗСГУ, 1954-1955гг);
- аэромагнитной съемкой масштабов 1:1 000 000 (НИИГА, 1953-1954гг.) 1:200 000 (НГТ, 1958-1959гг), 1:50 000 (ПГО “Севзапгеология”, 1981-1982гг.);
- гравиметрической съемкой масштабов 1:1 000 000 (КГУ, 1957-1958гг), 1:200 000 (ПГО ”Севзапгеология”, Мессояхская 1981-1982гг.);
- электроразведочной площадной МТЗ-съёмкой масштаба 1:1 000 000 (ТКРЭ, ЭП 67/70, 1970);
- геолого-геоморфологической съемкой масштаба 1:500 000 (ВНИГРИ, 60-е годы).

Результаты этих исследований легли в основу представлений о тектоническом строении платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. Используя материалы гравиразведки, сотрудники Главтюменьгеологии в 1963 г. наметили крупную положительную структуру - Среднемессояхское куполовидное поднятие.

Работами ЯНГТ, сейсморазведочной партией 66/69 г. методом МОВ подтверждено наличие Среднемессояхского куполовидного поднятия в юрско-меловом разрезе платформенного комплекса и отмечено наличие углового несогласия на границе меловых и юрских отложений.

В результате региональной съемки СЗ МОВ М 1:500 000, выполненной ЯНГТ в 1970-74 гг., были выяснены общие черты геологического строения южного и северного склонов Среднемессояхского поднятия по верхнеюрским и меловым горизонтам.

На рис. 1.2 дана схема геолого-геофизической изученности.



*Рис. 1.2 - Схема геолого-геофизической изученности Западно- и Восточно-Мессояхинского месторождений*

Геологическое строение меловых и частично юрских горизонтов исследовано детально в 1971-72 гг. площадными сейсморазведочными работами МОВ 1:200 000 (с/п 22, ПГО «Ямалгеофизика»). По результатам этих исследований Среднемессояхская нефтегазоперспективная структура (НГПС) была подготовлена к поисково-разведочному бурению на меловые и верхнеюрские горизонты.

При этом установлено, что Среднемессояхское куполовидное поднятие представляет собой вал, осложненный в своде двумя локальными поднятиями: Западно- и Восточно-Мессояхским и серией дизъюнктивных нарушений.

Изучение площади глубоким бурением проводилось Тазовской НРЭ ПГО «Заполярь-нефтегазгеология» с 1975 года. Всего на Среднемессояхском вале согласно «Геологическим проектам» пробурено 25 скважин, из них 13 (1, 2, 10, 11, 12, 14, 18, 33, 35, 36, 38, 41, 47) – на Восточно- Мессояхской площади, девять (4, 5, 6, 20, 21, 24, 25, 26, 31) – на Западно-Мессояхской площади, пять (7, 8, 9, 16, 69) – на Среднемессояхской площади.

Начато поисковое на Маломессояхской площади (скв.51), продолжается бурение на Восточно-Мессояхской площади (скв.49). Сейсмокаротажем охвачен меловой разрез при бурении скважин 2 и 4. В скв.4 проведены ВСП и акустический каротаж, в результате определена геологическая привязка некоторых отражающих границ.

Непосредственно на площади работ с/п 33/01-02 пробурены скв. № 2 глубиной 3204 м, вскрывшая отложения нижней юры, и скважина № 49 до глубины 2030 м (валанжин), законсервированная во время бурения в связи с отсутствием финансирования [1].

## ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

### 2.1. Литологические и фильтрационно-емкостные свойства пород – коллекторов и покрышек

#### Пласты группы ПК

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта ПК1-3 к подсчету запасов изучены на 156 образцах из 8 скважин, из них коллекторов – 111 образцов (рис. 2.1).

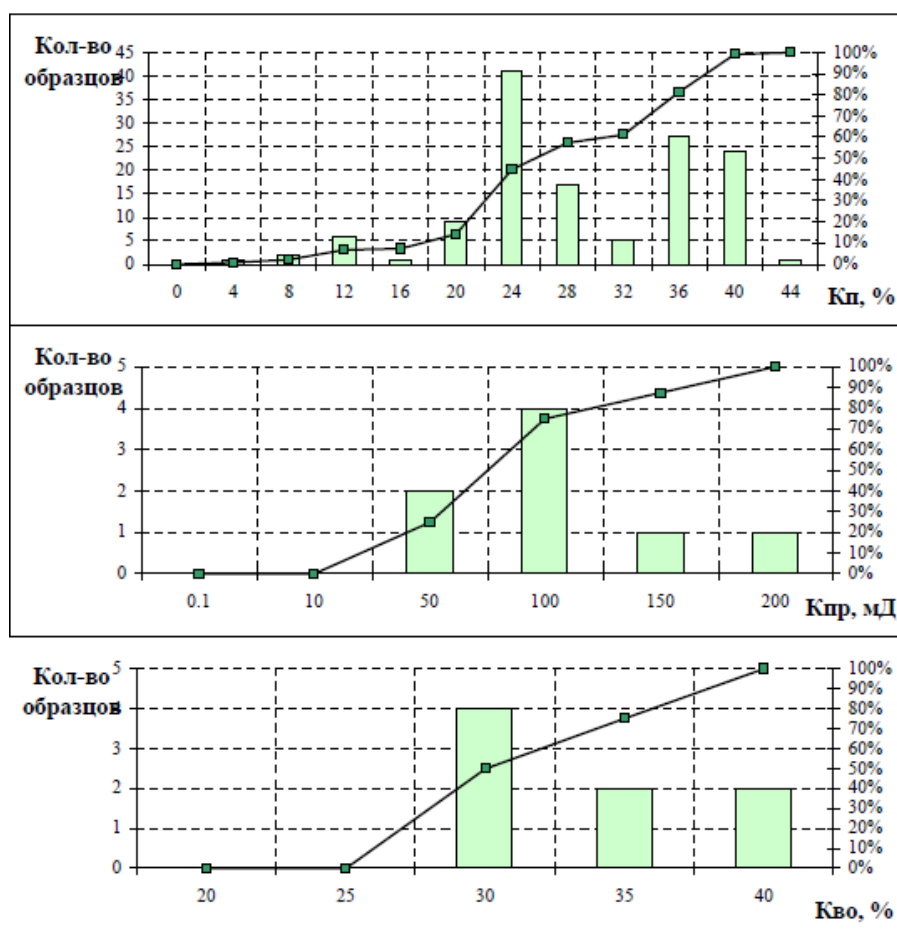


Рисунок 2.1 - Распределения значений характеристик пород по результатам анализов керна пласта ПК1-3 Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений

Коэффициент открытой пористости  $K_p$  измерен на 156-ти образцах. Среднее значение  $K_p$  коллекторов по керну составляет 29,8%, диапазон – от 21,5 до 41%.

*Коэффициент абсолютной проницаемости  $K_{пр}$*  измерен на малой выборке – 12 образцов. По коллекторам среднее значение  $K_{пр}$  составляет 70,3 мД при диапазоне от 12,6 мД до 165 мД. Выборка образцов керна с замерами  $K_{пр}$  не является представительной, поэтому и статистические характеристики по этому параметру требуют уточнения.

*Коэффициент остаточной водонасыщенности  $K_{во}$*  измерен на еще меньшей выборке образцов керна – всего замерен  $K_{во}$  на 8-ми образцах, в коллекторах – 1 образец. Диапазон изменения  $K_{во}$  меняется в пределах 25,2-38,8%, со средним значением 31,4%.

*Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород.*

*Коэффициент открытой пористости  $K_{п}$*  измерен на 22-х образцах. Среднее значение  $K_{п}$  коллекторов по керну составляет 25,5%, диапазон – от 20,4 до 36%. *Коэффициент абсолютной проницаемости  $K_{пр}$*  измерен на 7-ми образцах, из них коллектор – 4 образца. По коллекторам среднее значение  $K_{пр}$  составляет 19,8 мД при диапазоне от 9 мД до 30 м.

*Коэффициент остаточной водонасыщенности  $K_{во}$*  измерен всего на 3-х образцах, в коллекторах – на 1 образце. Выборка не является представительной. Породы-неколлекторы представлены аргиллитами и алевролитами, а также редкими маломощными прослоями светло-серой известковой породы.

Покрышкой для продуктивных пластов альб-сеноманского (пласты ПК1-3-ПК11) возраста являются регионально выдержанные туронские глины толщиной 30-40 м. В одной скважине (№ 6) из пород покрышки отобран керн и на трех образцах сделаны замеры пористости, величины которой меняются в пределах:  $K_{п}=1,8-10,9\%$ .

Вниз по разрезу, в континентальных отложениях покурской свиты, глины алевролитистые, не выдержанные по площади, часто происходит распесчанивание глинистых покрышек.

***Пласты группы МХ***

Фильтрационно емкостные свойства представлены на рисунке 2.2.

Коэффициент открытой пористости  $K_p$  измерен на 10-ти образцах. Среднее значение  $K_p$  коллекторов по керну составляет 17,5%, диапазон – от 16 до 18,6%.

Коэффициент абсолютной проницаемости  $K_{пр}$  измерен на 8-ми образцах, из них коллектор – 5 образцов. По коллекторам среднее значение  $K_{пр}$  составляет 21,8 мД при диапазоне от 0,2 мД до 47,3 мД.

Коэффициент остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  измерен всего на 4-х образцах и меняется в пределах от 31,9% до 44,6% со средним значением 38,2%.

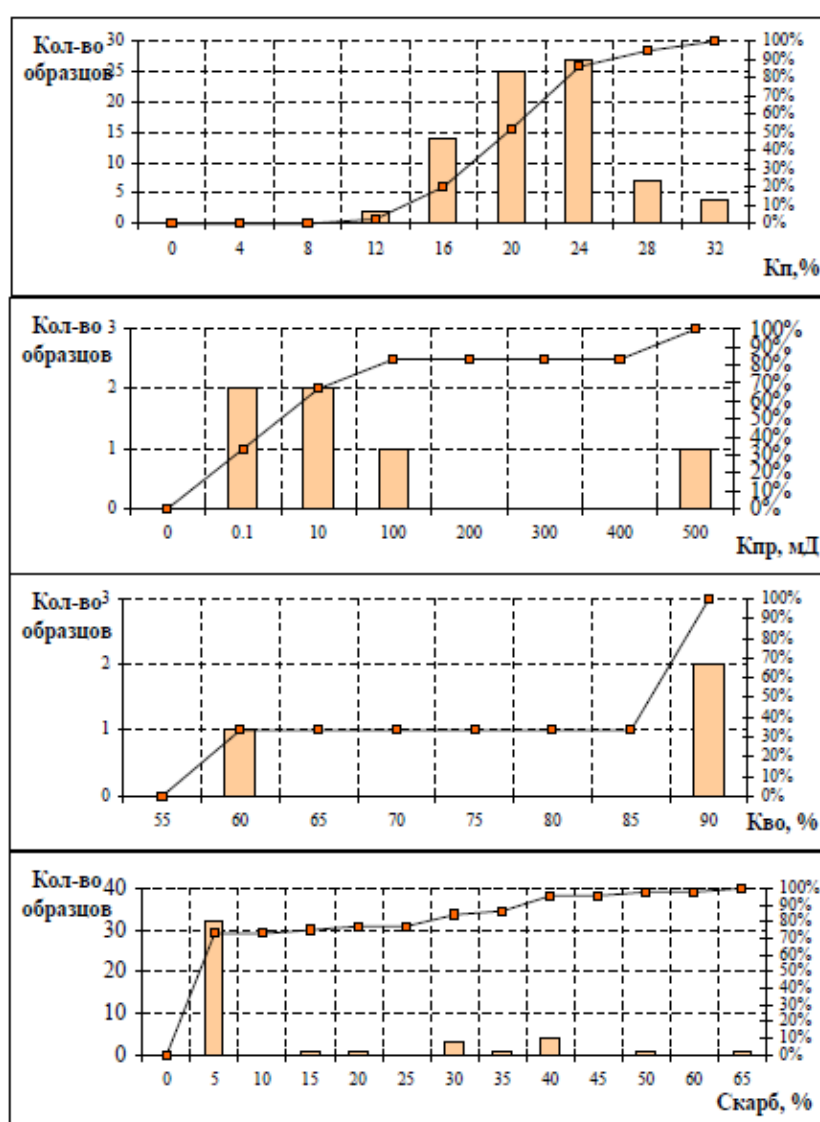


Рисунок 2.2 - Распределения значений характеристик пород по результатам анализов керна пласта МХ10-13 Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений

### *Пласты группы БУ*

Проницаемые разности представлены песчаником серым мелкозернистым, аркозовым с карбонатно-глинистым цементом. Структура песчаника алевро-псаммитовая, текстура микрослоистая. Породы-коллекторы представлены песчаниками серыми и светло-серыми мелкозернистыми с многочисленными слабо взмученными прерывистыми намывами углистого материала, с глинисто-карбонатным цементом. Встречаются прослой серой карбонатной породы. Породы-неколлекторы представлены аргиллитами зеленовато-серыми, плотными, крепкими, алевролитами и чередованием аргиллитов и алевролитов. Слоистость линзовидно-волнистая, подчеркивается намывами алевритистого материала. Проницаемые участки – это песчаники однородные и с горизонтальной слоистостью. Фильтрационно-емкостные свойства исследуемых песчаников различные.

Отмечаются коллекторы V-III классов. К породам-коллекторам III класса относятся песчаники мелко-среднезернистые с глинистым с примесью карбоната цементом. Слабая фильтрационная способность, несмотря на значительный преобладающий размер обломков (0,31-0,35 мм), объясняется наличием карбоната в цементе (около 15%, представлен по данным термовесового анализа кальцитом). Песчаники IV-V класса серые мелкозернистые, аркозовые с глинистым цементом с небольшой примесью карбоната.

Структура псаммитовая, текстура слоистая, подчеркивается ориентированным расположением удлиненных компонентов. Обломочный материал средней сортировки и составляет 90%.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов группы БУ получены на 151 образце из 4 скважин, из них коллекторов – 117 образцов. Рассматривать ФЕС пластов по каждому объекту из группы пластов БУ не имеет смысла, т.к. выборка исследований на керне невелика в целом по группе пластов, а по отдельным пластам становится совершенно непредставительной. Фильтрационно-емкостные свойства пластов представлены на рисунке 2.3.



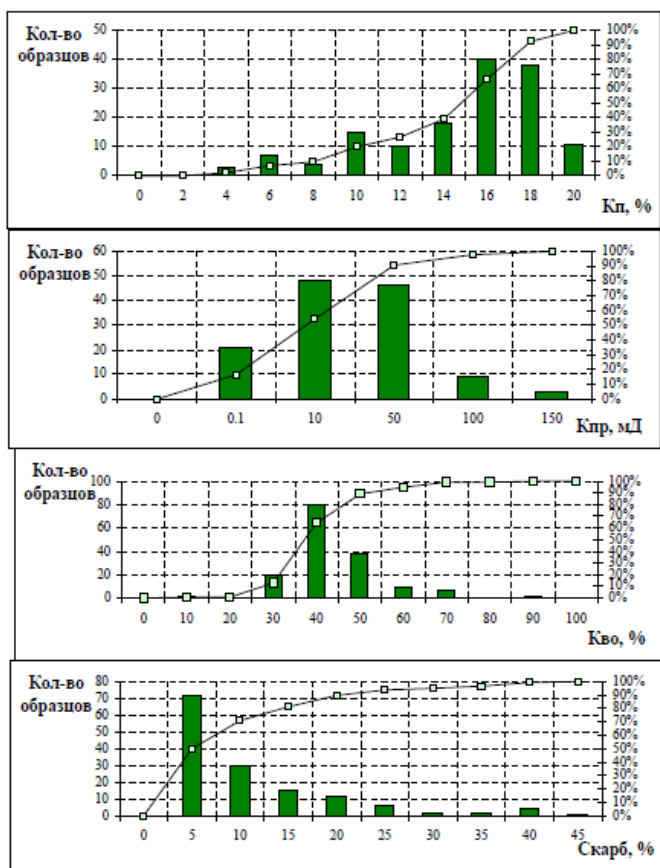


Рисунок 2.3 - Распределения значений характеристик пород по результатам анализов керн пластов группы БУ Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений

Коэффициент открытой пористости  $K_p$  измерен на 151-м образце. Среднее значение  $K_p$  коллекторов по керну составляет 15,5%, диапазон – от 10 до 20.

Коэффициент абсолютной проницаемости  $K_{пр}$  измерен на 127 образцах. По коллекторам среднее значение  $K_{пр}$  составляет 20,7 мД при диапазоне от 0,1 мД до 123,2 мД. В целом, фильтрационные свойства песчаников пластов группы БУ средние и низкие, что объясняется их слабой сортировкой, высоким содержанием алевритовой фракции и повышенной карбонатностью.

Коэффициент остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  измерен на 99 образцах. В коллекторах  $K_{во}$  меняется от 21,6% до 85%, среднее значение равно 38,7%, что соответствует средней нефтегазонасыщенности коллекторов 60-62% в чисто нефтегазонасыщенной зоне. Минимальное значение  $K_{во}$  в коллекторах

составило 21,6%. Из приведенных цифр следует, что значения предельной нефтегазонасыщенности в пластах группы БУ могут достигать 77-78%.

*Коэффициент остаточной нефтенасыщенности  $K_{но}$*  измерен всего на 1 образце и равен 17,4%. Это значение  $K_{но}$  использовалось для расчета  $K_{п.дин}$  при обосновании граничных значений петрофизических параметров ( $K_{п,гр}$ ,  $K_{пр,гр}$ ,  $K_{во,гр}$ ). Пласты группы БУ характеризуются надежными глинистыми покрышками по сравнению с вышележащими отложениями. Наиболее выдержанные литологические экраны выделяются над пластами БУ6, БУ8 и БУ13. Глины над пластом БУ8 известны под названием «шоколадных» глин и являются региональным репером.

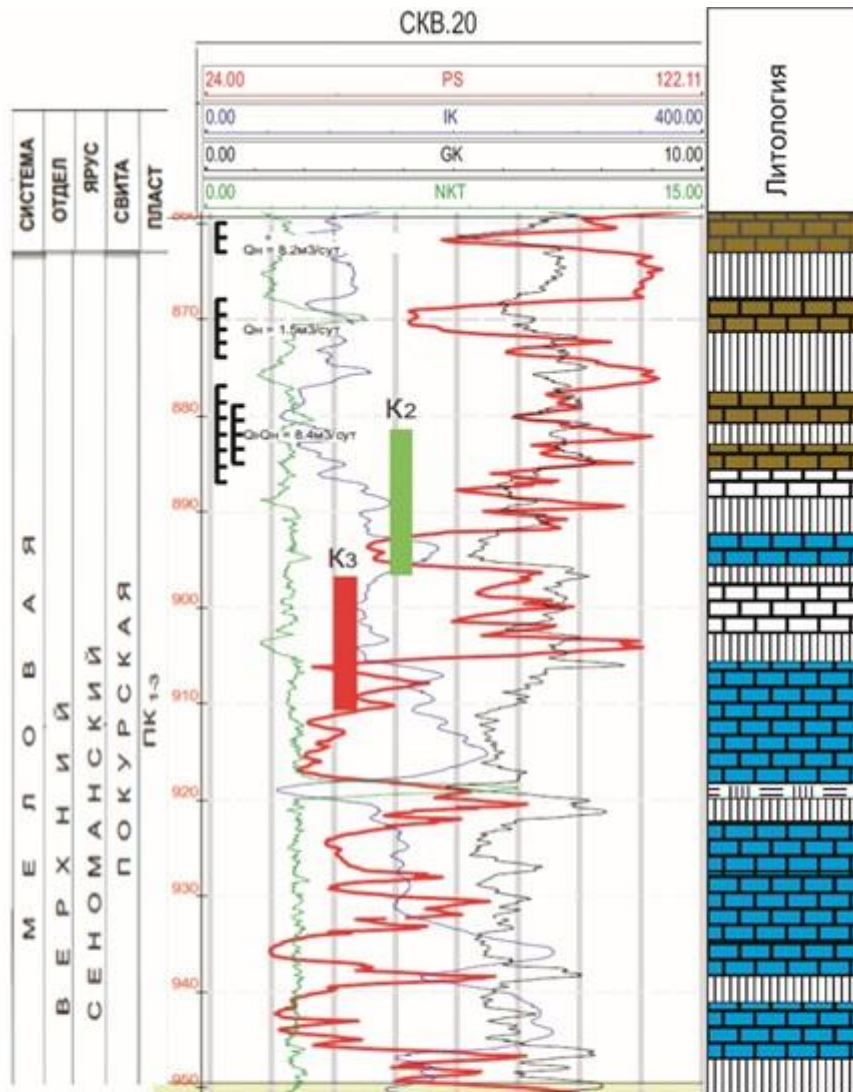
Однако, освещенность продуктивного разреза керновыми исследованиями неравномерная, как по пластам, так и по месторождениям. На Западно - Мессояхском месторождении наибольшее количество исследованных образцов приходится на пласты ПК1-3 (114 образцов) и ПК5-22 (22 образца), и совершенно не охарактеризованы керном пласты МХ и БУ (4 образца). На Восточно-Мессояхском месторождении лучше всего охарактеризованы керновыми исследованиями пласты группы БУ (147 образцов), несколько хуже пласты ПК1-3 (42 образца). Практически не охарактеризованы керном пласты МХ1-10 (10 образцов), не было исследований керна в пластах ПК5-22. В целом по двум месторождениям исследовано 360 образцов.

Вынос керна из эффективной части разреза значительно меньше, чем из пород-неколлекторов. Это объясняется тем, что проницаемые, слабосцементированные породы, особенно породы-коллекторы сеноманских отложений, в процессе отбора керна разрушаются, размываются буровым раствором и выносятся на поверхность в виде песка и шлама. Таким образом, данные явления препятствуют качественной корреляции горизонтов между скважинами, а также их качественному и количественному сравнению.

В целом изученность керновым материалом продуктивной части разреза невысока.

## 2.2. Анализ результатов геофизических работ прошлых лет

Анализ геофизической информации был произведен по разрезам скважин 20, 21, 24, 26, 33, 31 (рис. 2.4, 2.6, 3.3 и 3.4). Подробно результаты анализа изложим по скважине 20 (рис. 2.4).



Условные обозначения:

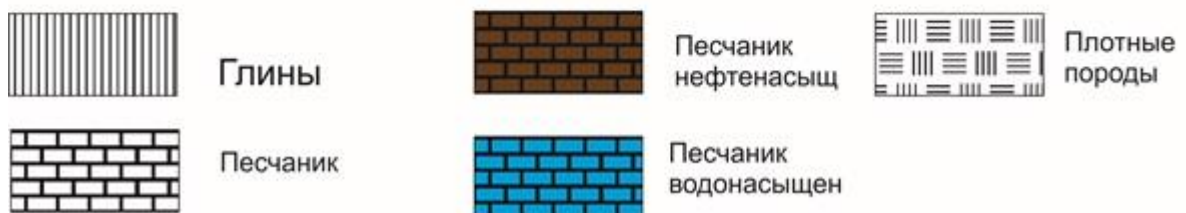


Рисунок 2.4 – Характеристика разреза пласта ПК1-3 по данным ГИС (сква.20)

На разрезе скважины 20 Мессояхского месторождения представлены следующие литологические разности: пласты песчаников различного характера насыщения, глин, а также пласт плотных пород.

Скважина 20 изучена следующими методами: самопроизвольной поляризации (ПС), гамма-каротажом (ГК), индукционным каротажом (ИК), нейтронным каротажом по тепловым нейтронам.

В показаниях метода ПС выделяются глины – положительными аномалиями до 110 мВ (в интервалах 864 - 868; 871-878; 881-883; 888-892; 896-897,5; 903-906; 920-922; 939-941; 947-951 м.)

Наибольшими аномалиями ПС характеризуются глины, расположенные в кровельной части пласта, располагающиеся в интервалах 864 - 868; 871-878; 881-883 метра, данные пропластки, следовательно, характеризуются наибольшей глинистостью, в данном интервале. Также глины характеризуются повышенными значениями по ГК от 7.6 до 8.8 мкР/час, связано это с повышенным содержанием радиоактивных элементов в глинистых породах. Глины в данных интервалах также характеризуются пониженными значениями оп НКТ.

Песчаники же, напротив, отмечаются отрицательными аномалиями ПС и пониженными относительно глин аномалиями по ГК, так песчаники, расположенные в кровельной части разреза пласта в интервале 861-864 м. характеризуются аномалиями ПС 72 мВ, песчаники в интервале 869-872 м. характеризуются значением ПС равным 62 мВ, пропластки песчаников интервала 878 – 885 м. характеризуются значениями ПС до 85 мВ.

Рассмотренные песчаники характеризуются нефтяным насыщением, данный факт подтверждается как испытаниями, проведенными в данных пластах, которые дали дебит нефти до 8.4 м<sup>3</sup>/сут, так и геофизическими данными, так данные породы выделяются положительными аномалиями по НКТ до 5 усл. Ед., а также минимальными показаниями по ИК, характеризующему проводимость рассматриваемых пород, таким образом, пласты песчаников в интервалах 861 - 864 м., 896 – 872 м. отмечаются значениями 75 мСм, аналогично

выделяются и пласты 878-881 м. и 884-886 м. со значениями по ИК до 60 мСм.

Теперь рассмотрим песчаники, лежащие ниже по разрезу, так песчаник в интервале 886 – 889 м. характеризуется значением ПС 74 мВ, однако, проводимость у данного пласта уже выше, нежели у нефтенасыщенных разностей, следовательно, данный пласт, скорее всего, имеет водонефтяное насыщение, также данный пласт характеризуется несколько пониженными значениями НКТ, здесь можно сделать предположение о наличии каверны на данном интервале.

Ниже по разрезу выделяем также пласт песчаников, расположенный в интервале 898 – 892 м., данный пласт обладает достаточно высокой глинистостью, аналогичной пласту 886-889 м., однако, здесь также сложно предположить углеводородное насыщение пласта, так как, по данным нейтронного метода, данный пласт не выделяется положительными аномалиями НКТ, однако проводимость данного пласта меньше чем у пласта интервала 898-892 м., между данными пластами залегает пласт песчаника с меньшей глинистостью, он отчетливо выделяется пониженными значениями по ПС и по ГК, обладает сравнительно высокой проводимостью 180 мСм, также здесь выделяется небольшая положительная аномалия по НКТ, таким образом, можно предположить водное насыщение данного пласта.

В интервале 903 -906 м. залегает пласт глин, характеризующийся достаточно большой амплитудой по ПС в 110 мВ, ниже, в интервале 906 – 919 м. залегают песчаники с достаточно низкой глинистостью, характеризующиеся пониженными значениями по ПС – до 42 мВ, пониженными значениями по ГК 5.4 мкР/час, отличительной особенностью данного пласта является достаточно высокая проводимость по ИК, увеличивающаяся от кровли к подошве пласта, однако глинистость напротив снижается в данном направлении, здесь можно предположить смешанное насыщение пласта изменяющееся от кровли к подошве увеличением содержания воды.

Плотные породы залегают в интервале 918 – 920 м., для них характерны очень большие значения по НКТ до 10 усл. ед., вследствие слабой возможности

данных пород к замедлению и поглощению нейтронов, также здесь регистрируются пониженные значения по ИК до 50 мСм, вследствие большого сопротивления пород, для гамма - метода регистрируют понижение значений.

Далее выделили пласт песчаников в интервале 922 – 938 м. достаточно неоднородный внутри по отношению к глинистости так в интервале 922 – 928 м. пласт характеризуется понижением глинистости, по ПС значения достигают 47 мВ, также в данном интервале происходит уменьшение значений по ГК от 8.5 до 5 мкР/час, далее происходит некоторое увеличение глинистости, отражающееся в увеличении показаний ПС и значений ГК. Данный пласт от отметки 930 м характеризуется уменьшением показаний ПС до 36 мВ, что говорит об уменьшении в составе пласта глинистого материала вплоть до самой подошвы данного пропластка, одновременно с уменьшением показаний ПС наблюдается увеличение проводимости по данным ИК до 280 мСм, что может свидетельствовать об увеличении водонасыщения к подошве пласта. По НКТ весь данный пласт является практически однородным.

Ниже в разрезе в интервале 938-941 м. выделяется высокоглинистый пропласток, характеризующийся повышением амплитуды по ПС, увеличением значений по ГК, а также увеличением величины проводимости до 300 мСм.

Интервал 941 – 948 м. характеризуется водным насыщением, здесь выделяется достаточно типичный для разреза песчаник с небольшой глинистостью (значение по ПС 36 мВ), данная литологическая разность характеризуется также достаточно большим значением по ИК до 280 мСм, низкими значениями по ГК 6 мкР/ч.

Ниже рассмотренных пород залегают глины, являющиеся условной границей для пласта ПК<sub>1-3</sub>.

Проведенный анализ каротажных диаграмм показывает, что примененный комплекс ГИС является оптимальным, эффективно решает разведочные задачи.

## 2.3. Вопросы проектирования геофизических работ

### 2.3.1. Выбор участка работ

Мессояхское месторождение характеризуется высокой изученностью буровыми работами и ГИС в отношении пласта ПК<sub>1-3</sub> (рис. 2.5), который является относительно однородным и содержит в себе основные запасы углеводородов.

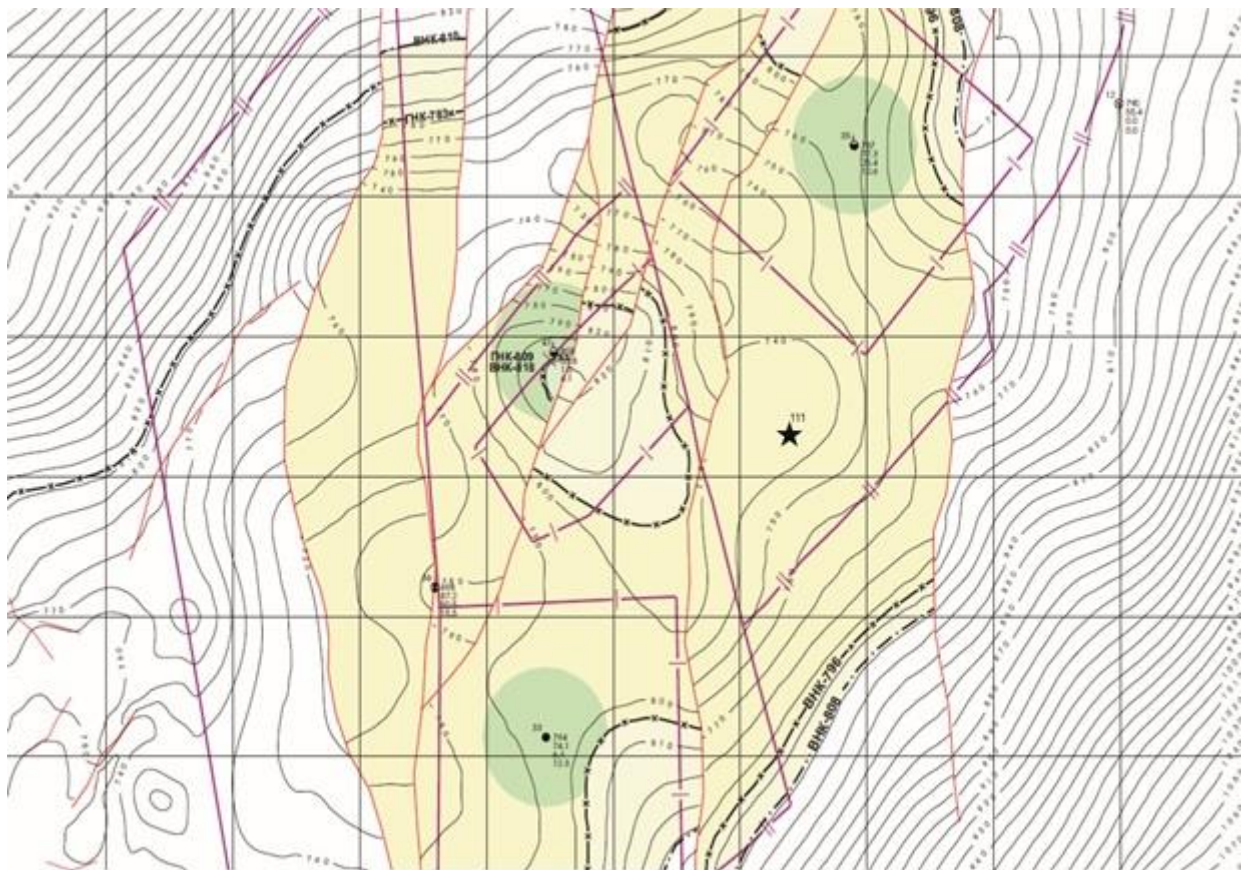
Основными предпосылками для выбора проектируемого участка работ являются то, что участок находится в пределах оконтуренной продуктивной залежи углеводородов, связанной с продуктивными пластами ПК<sub>1-3</sub>, МХ<sub>4</sub>, МХ<sub>7-10</sub>, БУ<sub>7</sub>, БУ<sub>10</sub>, и то, что выбранный участок находится в пределах куполовидного поднятия.

Проектом предусматривается бурение и проведение ГИС скважин в юго-восточной части Мессояхского месторождения (рис. 2.5), данная область участка характеризуется пониженной плотностью скважин и неоднородностью пласта ПК<sub>1-3</sub>. Работы позволяют точно привести ВГК, повысить коэффициент разведанных запасов с  $C_2$  до  $C_1$ .

На запроектированном участке работ перед ГИС стоят следующие геологические задачи:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) Оценка характера насыщения коллекторов;
- 5) Определение водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов.

Поставленные геологические задачи решаются с помощью следующих геофизических методов: ПС, БК, МБК, МКЗ, БКЗ, ИК, ВИКИЗ, ГК, НКТ, ГГК-п, АК, кавернометрия, резистивиметрия.



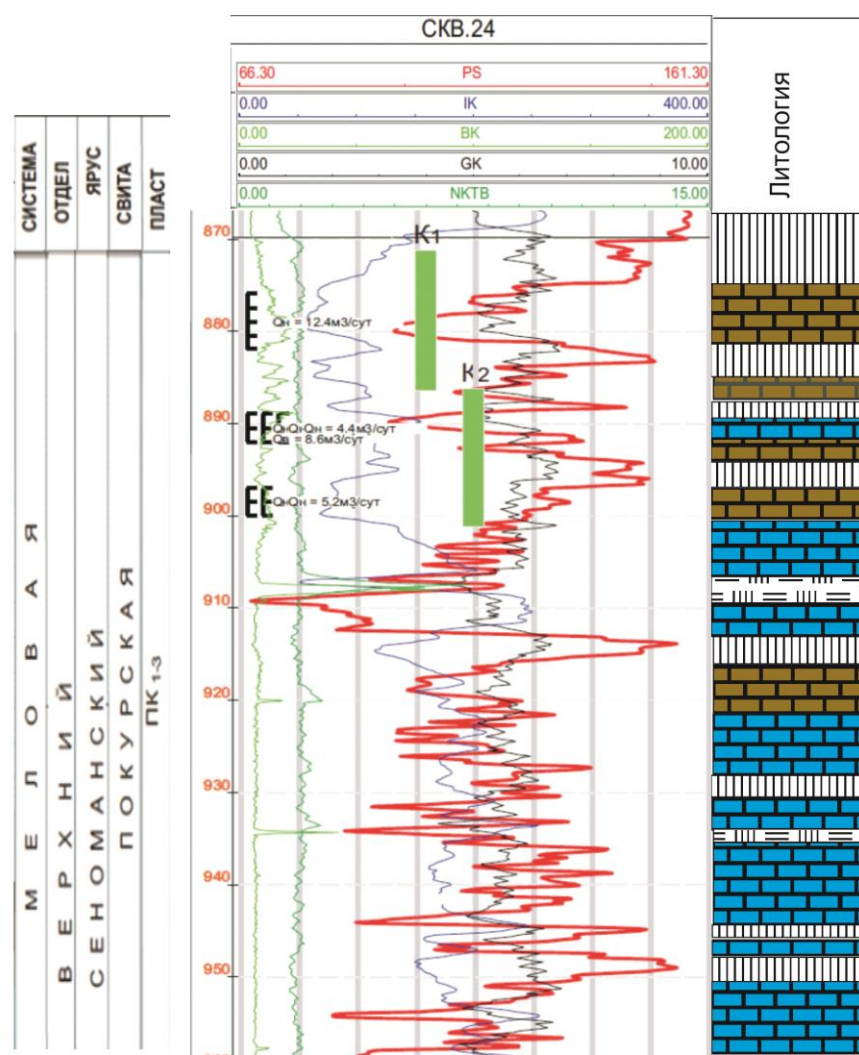
*Рисунок 2.5 – Структурная карта по кровле коллектора  
Звездочкой обозначена проектная скважина.*

### 2.3.2. Априорная физико-геологическая модель объекта изучения

Исследованные разрезы скважин, с одной стороны, являются представительными с геологической точки зрения, поскольку вмещают типичные литологические разрезы месторождения, продуктивные пласты, их нефтегазоносные и водоносные части. С другой стороны, проанализированный



эффективный комплекс методов, полно решающий геологические задачи разведочного этапа. Поэтому все исследованные геолого-геофизические разрезы можно рассматривать в качестве натуральных физико-геологических моделей объекта исследования, поскольку нет оснований на проектном участке предполагать принципиально иную геолого-геофизическую обстановку.



Условные обозначения:

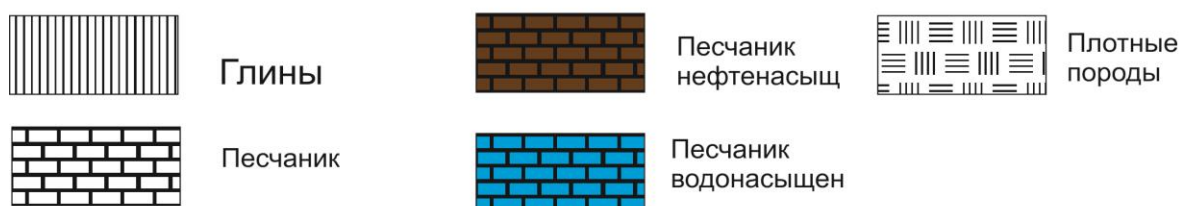


Рисунок 2.6 – Априорная физико – геологическая модель

На физико–геологической модели рис. 2.6 представлены основные для разреза пластов ПК, Мессояхского месторождения, литологические разности и соответственно основные закономерности поведения кривых методов самопроизвольной поляризации (ПС), бокового каротажа (БК), индукционного каротажа (ИК), гамма – каротажа (ГК) и нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ).

### **2.3.3. Выбор и обоснование геофизического комплекса**

Выбор методов исследования скважин будет проводиться исходя из необходимости решения следующих задач:

1. Литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин;
2. Выделение коллекторов и определение эффективных толщ;
3. Определение коэффициентов пористости, проницаемости, глинистости;
4. Определение характера насыщенности коллекторов и местоположений ВНК.

Опираясь на анализ результатов ранее проведенных геофизических работ (глава 2.2), мы выбираем следующий комплекс методов: электрокаротаж (БКЗ, ПС, БК, ИК), радиоактивный каротаж (ГК, НКТ), ВИКИЗ, а также инклинометрия, кавернометрия. [3]

Методы электрического каротажа дают основные сведения при литологическом расчленении разреза, выделении границ пластов, их идентификации по разрезу и проведении корреляционных линий. Выделение проницаемых интервалов производится по наличию отрицательных аномалий ПС.

Метод потенциалов собственной поляризации горных пород (ПС) основан на изучении естественного стационарного электрического поля в скважинах, образование которого связано с физико-химическими процессами, протекающими на поверхности раздела скважина-порода и между пластами различной литологии. Потенциалы собственной поляризации пород обусловлены диффузией солей из пластовых вод в промывочную жидкость и

наоборот; адсорбцией ионов на поверхности минеральных частиц горной породы.

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

Породы с низкой диффузионно-адсорбционной активностью (чистые и слабоглинистые песчаники) отмечаются на кривых ПС глубокими отрицательными аномалиями  $U_{пс}$ , породы с высокой активностью (глины и сильноглинистые породы) - положительными аномалиями  $U_{пс}$ .

Против нефтегазоносных чистых песчано-алевритовых пластов аномалия ПС практически такая же, как и против водоносных. Против нефтегазоносных глинистых пластов амплитуда ПС снижается относительно амплитуды ПС против такого же водоносного пласта. Это происходит вследствие повышения сопротивления коллектора, а также изменения диффузионно-адсорбционной активности. Степень снижения амплитуды ПС, вследствие глинистости, характеризуется величиной  $a_{пс}$ .

$$a_{пс} = U_{пс} / U_{пс\text{ оп}}, \text{ где}$$

$U_{пс}$  - амплитуда ПС против текущего пласта;

$U_{пс\text{ оп}}$  - амплитуда ПС против опорного пласта. За опорный пласт принимаются хорошо проницаемые не глинистые песчаники (чаще всего водоносные пласты).

Данные метода потенциалов ПС в комплексе с диаграммами других методов ГИС используются для:

литологического расчленения и корреляции разрезов скважин;

выделения пород коллекторов;

определения минерализации пластовых вод в чистых неглинистых терригенных породах;

определения коэффициентов пористости, глинистости и проницаемости коллекторов. [6]

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) применяется для определения удельного сопротивления пласта  $r_{п}$  удельного сопротивления зоны

проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт  $r_{зп}$ , диаметра зоны проникновения  $D_{зп}$ . Сущность БКЗ заключается в измерении  $\rho_k$  в исследуемом интервале зондами различной длины, а, следовательно, и с различным радиусом исследования.

В интервале проведения БКЗ определяется удельное сопротивление промывочной жидкости резистивиметром и диаметр скважины - каверномером.

Главная цель бокового каротажного зондирования (БКЗ) – определение истинного удельного сопротивления пластов. БКЗ может быть проведено потенциал-зондом (ПЗ) и градиент-зондом (ГЗ). В нашем случае исследования будут проведены комплексом подошвенных градиент-зондов А4М0.5N, А0.4М0.5N, А1М0.5N, А2М0.5N, А8М1N кровельным градиент-зондом N0.5M2.0A и кровельным потенциал-зондом N11M0.5A в масштабе глубин 1:200.

При помощи этого метода определяется  $\rho_n$  и параметры зоны проникновения промывочной жидкости ( $D_{зп}/D_{скв}$ ,  $R_{зп}/R_{скв}$ ).

Боковой каротаж (БК) проводится с целью выделения маломощных пластов коллекторов, для уточнения эффективных мощностей, определения удельного сопротивления. Высокая расчленяющая способность бокового каротажа обеспечивается формой кривой КС и наличием экранированных электродов, которые препятствуют растеканию тока от основного электрода по скважине и обеспечивают направление его непосредственно в пласт, вследствие чего влияние скважины и вмещающих пород на результаты измерений сводятся к минимуму.

В индукционном каротаже (ИК) изучается удельная электропроводность горных пород посредством индукционных токов. В отличие от других электрических методов каротажа, при ИК не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью, что само-собой исключает ее влияние на измерения. Это дает возможность применять ИК в тех случаях, когда используется промывочная жидкость, приготовленная на нефтяной основе.

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

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

Кривая кажущейся удельной проводимости при ИК регистрируется в линейном масштабе. Она соответствует перевернутой кривой кажущегося сопротивления в, практически, гиперболическом масштабе. В связи с этим в области низкого удельного сопротивления кривая оказывается растянутой, а в области высоких сопротивлений - сжатой, по сравнению с кривыми сопротивлений, записанными в обычном масштабе. Благодаря этому усиливается дифференциация кривой ИК против пород, имеющих низкое  $r_{п}$ , и происходит сглаживание ее против пород с высоким удельным сопротивлением. На кривой ИК более наглядно, чем на кривых сопротивлений, выделяется область переходной зоны.

По одной кривой ИК удельное сопротивление пласта можно определить только при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт или при неглубоком его проникновении. Поэтому индукционный каротаж применяют в комплексе с другими методами сопротивлений. При комплексных измерениях (БКЗ, БК, ВИКИЗ) возможно более надежное выделение в разрезе пластов-коллекторов и определение их удельного сопротивления  $r_{п}$ ; зоны проникновения  $r_{зп}$  и диаметра проникновения  $D_{зп}$

Резистивиметрия применяется для определения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости, заполняющей скважину. Сведения об удельном электрическом сопротивлении промывочной жидкости используются для количественной интерпретации данных БК, БКЗ, ИК, ВИКИЗ; определения минерализации пластовых вод по результатам метода потенциалов ПС. [5]

Инклинометрия позволяет определить положение ствола скважины в пространстве с учетом зенитного и азимутального углов. Зенитный угол характеризует величину отклонения скважины в данной точке от вертикали. Это важно учитывать в процессе бурения скважины. Искривление скважины необходимо знать для правильного установления глубины залегания пластов и построения геологического разреза, введение поправок на определение мощности пластов, контроля смещения оси скважины от заданного направления.

Гамма-каротаж (ГК) основан на изучении естественной гамма активности пород вдоль ствола скважины. Естественная гамма активность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов - урана  $^{238}\text{U}$  и продуктов его распада радия  $^{226}\text{Ra}$ , тория  $^{232}\text{Th}$  и радиоактивного изотопа калия  $^{40}\text{K}$ . Самопроизвольный распад атомных ядер которых, в естественных условиях, сопровождается гамма-излучением. Гамма излучение представляет собой высокочастотное коротковолновое излучение, граничащее с жестким рентгеновским излучением. Оно возникает в результате ядерных процессов и рассматривается как поток дискретных частиц-квантов. Благодаря своей высокой проникающей способности гамма-излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин ( $\gamma$ -лучи полностью поглощаются лишь слоем пород толщиной 1 м); наличие обсадной колонны не является препятствием для проведения исследований.

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

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

По данным ГК решают следующие задачи:

- литологическое расчленение различных типов горных пород. Интенсивность гамма-излучения зависит от содержания в породах радиоактивных элементов, т.к. оно в разных породах различно, по данным ГК можно судить о характере горных пород;

- определение глинистости горных пород. Определение коэффициента глинистости по данным гамма-метода основано на близкой к прямой зависимости этого коэффициента от естественной гамма- активности песчано-глинистых горных пород;

- привязка к разрезу результатов исследования другими методами каротажа, интервалов перфорации и др. Основана, на возможности проводить ГК в обсаженных скважинах;

- по данным ГК осуществляют привязку керна, после проведения его гамма спектрометрического анализа

Сущность **метода плотности тепловых нейтронов (НКТ)** заключается в исследовании интенсивности тепловых нейтронов по разрезу скважины на заданном расстоянии (длине зонда) от источника быстрых нейтронов, которые в результате замедления породообразующими элементами превратились в тепловые. Плотность тепловых нейтронов определяется числом нейтронов, замедлившихся до тепловой энергии, числом нейтронов, поглотившихся в исследуемой среде, а также длиной зонда. Регистрируемая интенсивность тепловых нейтронов в данном методе зависит от замедляющей и поглощающей способности горной породы, т.е. от водородосодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов.

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

Методами нейтронного каротажа скважин исследуют пространственное распределение плотности надтепловых и тепловых нейтронов. Нейтронные методы используются для решения следующих задач:

изучения продвижения контурных вод;  
определения мощности переходной (водонефтяной) зоны;  
установления положения водонефтяного контакта по отношению к интервалу перфорации колонн.

БКЗ не эффективно при  $H_{пл} \leq 4\text{м}$  (экранный эффект), поэтому используем **метод высокочастотных каротажных изопараметрических зондирований (ВИКИЗ)**, который предназначен для исследования пространственного распределения удельного сопротивления пород, вскрытых скважинами, бурящимися на нефть и газ.

Использование метода ВИКИЗ позволяет решать следующие задачи:

1. Расчленение разреза, в том числе тонкослоистого, с высоким пространственным разрешением;
2. Оценка положения водо-нефтяного контакта и газо-водяного контакта;
3. Определение удельного электрического сопротивления неизменной части пласта, зоны проникновения фильтрата бурового раствора с оценкой глубины вытеснения пластовых флюидов;
4. Выделение и оценка параметров радиальных неоднородностей в области проникновения, в том числе скоплений соленой пластовой воды (“окаймляющие зоны”), как прямого качественного признака присутствия подвижных углеводородов в коллекторах.

Анализируя результаты работ, проведенных ранее, можно сделать следующие выводы: хорошей расчленяющей способностью обладает метод ИК. Наиболее простым, но достаточно хорошим для оценки литологического состава пород является метод ПС, по данным которого рассчитывается относительный параметр  $\alpha_{пс}$ , практически напрямую зависящий от глинистости пород. Также параметр  $\alpha_{пс}$  используется для определения пористости и проницаемости



коллекторов. Глинистость горных пород достаточно точно определяется по методу ГК. Определение коэффициента глинистости по данным ГК основано на близкой к прямой зависимости этого коэффициента от естественной гамма-активности песчано-глинистых пород.

При выделении коллекторов особую роль занимают методы сопротивления, т. к. являются прямыми методами обнаружения коллекторов. Коллекторы в разрезе выделяются и по другим признакам: на диаграммах ПС, ГК, НКТ, кавернометрии и др.

Инклинометрия позволяет регистрировать изменение зенитного азимутального угла скважины, что необходимо при определении истинных мощностей пластов, а с помощью резистивиметрии производится контроль за удельным электрическим сопротивлением промывочной жидкости в стволе скважины, что необходимо при интерпретации данных БК, ИК и ПС.

Проектируемый комплекс ГИС на Мессояхском месторождении будет включать в себя следующие методы: ПС, БК, БКЗ, ИК, ГК, НКТ, ВИКИЗ, кавернометрия, резистивиметрия, инклинометрия.

Исходя из опыта ранее проведенных работ можно сделать вывод, что проектируемый комплекс методов достаточен для решения задач, поставленных в геологическом задании. [3]

## **2.4. Интерпретация геофизических данных**

### **2.4.1. Выделение коллекторов**

Большинство промышленных залежей нефти и газа приурочено к порода-коллекторам, способных вмещать флюиды и отдавать их при создании перепадов давлений. Одним из наиболее важных свойств коллекторов является пористость, характеризующая способность пород вмещать флюиды благодаря наличию в них различных пустот (межзерновых пор, трещин, каверн и др.), не заполненных твердым веществом. Пористость отражает емкостные свойства породы и

характеризуется коэффициентом  $k_{п}$  – отношение объема свободного пространства (пор)  $V_{пор}$  породы к ее объему  $V_{п}$ :

$$K_{п} = V_{пор} / V_{п}.$$

Пористость выражается в процентах. В различных коллекторах она изменяется от долей 30 – 35 %.

Другим основным свойством коллектора является проницаемость, характеризующая способность породы пропускать через систему сообщающихся между собой пор различные флюиды при наличии перепада давлений. Увеличение проницаемости пород часто связано с ростом их пористости. Тем не менее даже очень низкопористые породы, например плотные карбонаты, вследствие трещиноватости и кавернозности могут быть высокопроницаемыми, а тонкозернистые, высокопористые породы типа писчего мела – малопроницаемыми.

На проницаемость породы существенно влияет эффективное напряжение породы, при его снятии (в атмосферных условиях) проницаемость может увеличиться от 25 до 100 %. Это особенно заметно для малопроницаемых пород. Таким образом, коллекторами являются породы, обладающие ёмкостью (пористостью) для воды, нефти и газа и проницаемостью, обеспечивающей извлечение флюида в процессе разработки. Для характеристики насыщенности породы обычно используется коэффициент нефтегазонасыщенности  $k_{нг}$  или водонасыщенности  $k_{в}$ .

Нефтегазонасыщенность – это важный параметр коллектора, определяющий его промышленную ценность. Для подсчета запасов нефти и газа и проектировании разработки месторождения кроме пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности необходимо оценивать эффективную нефтегазонасыщенную мощность  $h_{эф}$  пород, представляющую собой суммарную мощность проницаемых нефтегазонасыщенных прослоев продуктивного горизонта. Кроме того, определяют мощность коллектора  $h_{кол}$ , т. е. суммарную мощность проницаемых прослоев. Существенное значение имеет определение литологического состава пород, особенно их глинистости. С ростом

глинистости, как правило, наблюдаются ухудшения коллекторских свойств пород и снижение их нефтегазонасыщенности.

При выделении пластов–коллекторов руководствуются следующими прямыми качественными признаками: наличии проникновения фильтрата ПЖ в пласт; характерными показаниями кривых ГИС, присущими пласта–коллекторам.

Проникновение фильтрата ПЖ в пласт может быть установлено по следующим показателям:

1. Изменение во времени показаний каротажных диаграмм вследствие различия глубины проникновения фильтрата ПЖ в пласт–коллектор;

2. Наличие повышающего или понижающего проникновения фильтрата ПЖ в пласт, что ведет к изменению удельного сопротивления пласта в радиальном направлении, устанавливаемого по данным кривых сопротивлений, полученных зондами с различной глубиной исследования (БКЗ, БМК, БК, ИК). При заполнении скважины высокоминерализованной ПЖ наиболее эффективно применение для этой цели зондов БМК и БК;

3. Наличие глинистой корки против проницаемого пласта, обнаруживаемой каверномером;

4. Положительное расхождение кривых кажущегося удельного сопротивления, замеренных микрозондами.

Проникновение фильтрата ПЖ может быть не зафиксировано в нижней части высокопористых песчаников, обладающих большой проницаемостью по вертикали. При этом слабоминерализованный более легкий фильтр ПЖ вытесняется в верхнюю часть пласта более плотной высокоминерализованной пластовой водой. Когда при бурении используют высококачественные ПЖ, приготовленные на коллоидальных глинах, которые обладают низкой водоотдачей, толщина глинистой корки может быть недостаточно большой, чтобы отразиться на кавернограмме. Отсутствие проникновения ПЖ в пласт отмечается также в нефтегазоносных пластах при высоких пластовых давлениях,

близких к гидростатическому давлению столба ПЖ, и в случаях, когда спротивлени фильтрата ПЖ и пластовой воды близки между собой.

При сводной интерпретации выделение коллекторов в разрезе производится по комплексу геофизических и геологических исследований разрезов скважин, включая отбор керна сверлящими кернаборниками СКМ–8–10 и боковым грунтоносом, опробывания пластов приборами на каротажном кабеле (ОПК) и др.

Достоверность выделения коллекторов зависит от степени изученности геологического разреза, уровня теоретической разработки методики и геолого–геофизических условий района. На площадях с известным разрезом при выделении коллекторов сопоставляют каротажные диаграммы соседних, ранее пробуренных скважин, в которых местоположение коллекторов известно. Одновременно с выделением коллекторов уточняют литологию по геолого–геофизическим данным. Для выделения в разрезе по каротажным диаграммам плотных и проницаемых пород необходимо иметь ясное представление о литологии изучаемого разреза в целом. Интерпретация каротажных диаграмм для терригенного, карбонатно или эффузивного разреза имеют свои особенности. [4]

#### **2.4.2. Определение пористости и литологии карбонатных пород**

Комплексная интерпретация результатов различных видов каротажа в целях определения по данным ГИС пористости, литологии, глинистости и фракционного состава пород, вскрываемых скважиной.

Один из способов решения данной задачи заключается в сопоставлении парных связей между параметрами  $\delta_n$  и  $I_{НГК}$  (комплекс ГГК–НГК),  $\Delta t$  и  $I_{НГК}$  (комплекс ГГК–АК),  $\delta_n$  и  $\Delta t$  (комплекс ГГК–АК).

Основой для интерпретации служат палетки, построенные в прямоугольной системе координат, отражающие парные зависимости параметров от пористости и литологии. На оси абсцисс в логарифмическом масштабе откладывается значения  $1/I_{НГК}$  в усл. ед. (обратные относительные

показания НГК). В нижней части палеток имеются номограммы, объединенные с осью абсцисс  $1/I_{\text{НГК}}$  для учета плотности ПЖ  $\delta_c$ , диаметра скважины  $d_c$  и толщины глинистой корки  $h_{\text{ГК}}$ . Способ внесения поправок за влияние этих факторов показан стрелками.

Комплект палеток включает три парные зависимости: ГГК–НГК; НГК–АК; АК–ГГК, дифференцированные по типу аппаратуры НГК, типу ПЖ (глинистой и известняково–битумной),  $d_c$  (190–243 и 270–295) и различной минерализации ПЖ и пластовых вод при температуре 18°C.

Комплексную интерпретацию с целью определения пористости и литологии производят в следующем порядке.

1. Выбирают комплект палеток исходя из данных исследуемой скважины, комплекса аппаратуры, условий измерений.

2. На листе кальки прочерчивают оси, соответствующие осям палетки, лист накладывают на палетку и на него наносят отвечающие значениям  $\delta_p$ ,  $\Delta t$ . Точки отсчитываются по диаграммным данным.

3. Подготовленный бланк с нанесенными точками, согласно исследуемым пластам, совмещают соответствующей палеткой. Логарифмический масштаб, использованный для  $1/I_{\text{НГК}}$  в усл. ед., допускает корректировку значений условных единиц путем перемещения бланка с массивом точек относительно оси абсцисс палетки. Этим контролируется размещение опорных точек, полученных для пластов с известной литологией, внутри соответствующей литологической полосы сетки.

По расположению точек на сетке палеток по каждому из трех комплексов (ГГК–НГК, НГК–АК, ГГК–АК) оценивают пористости соответственно  $k_{п1}$ ,  $k_{п2}$ ,  $k_{п3}$  и литотипы пород (I–III).

Комплексная интерпретация парных зависимостей для карбонатного отложения базируется на оценке влияния литологического состава, различных примесей, пористости и структуры порового пространства на результаты каждого парного комплекса.

В неглинистых карбонатных породах с межзерновой пористостью комплекс ГГК–НГК–АК дает следующие результаты:  $k_{п1} \approx k_{п2} \approx k_{п3}$ , литологический состав пород совпадает.

Наличие различных примесей в карбонатных отложениях неодинаково сказывается на той или иной паре зависимости.

Влияние минеральной глинистости зависит от состава глин: при каолиновом составе  $k_{п1} > k_{п2} > k_{п3}$ ; при гидрослюдном  $k_{п3} > k_{п2} > k_{п1}$  ( $\Delta t$  при каолиновом равно 217 мкс/м, в гидрослюде 251 мкс/м).

Ангидритизация карбонатных пород сказывается незначительно на результатах всех парных зависимостей, но при определении пористости  $k_{п3} > k_{п2} > k_{п1}$ .

Загипсованность карбонатного разреза мало сказывается при определении пористости комплексом ГГК–АК. По комплексу ГГК–НГК получают завышенную пористость (каждые 10 % примесей гипса ведут к увеличению отсчитываемой пористости на 4 %) литологическая характеристика, определяемая по зависимости ГГК–НГК, для загипсованных пород близка к действительной. На показаниях НГК–АК загипсованность при определении пористости сказывается значительно слабее, чем на показаниях ГГК–НГК, но литологическая принадлежность породы выражена менее четко. [4]

### 2.4.3 Определение пористости и глинистости терригенных пород

Для определения пористости и глинистости терригенных пород используется один парный комплекс ГГК–НК. Комплексные палетки различаются по условиям измерений: тип песчаников (кварцевые, полимиктовые); диаметр скважины (190–243, 270–295 мм); минерализация ПЖ (меньше 130 и больше 130 г/л); тип ПЖ (глинистый раствор, вода, ИБР); модификация НК (НГК–60, ННКТ–50, 2ННКТ); тип аппаратуры (ДРСТЗ–90, СП–62, К–7).

Палетка представляет собой сетку, образованную линиями равных значений общей пористости  $k_{п.общ}$  и равных значений глинистости  $k_{гл}$ . По оси

ординат в арифметическом масштабе откладывается величина объемной плотности  $\delta_n$ , измеренная по ГГКП, по оси абсцисс в логарифмическом масштабе  $1/I_{\text{НГК}}$  в усл. ед.

Интерпретация данных парного комплекса ГГК–НК для терригенных пород выполняется в том же порядке, что и в случае карбонатных отложений. Для повышения достоверности кроме исследуемых пластов привлекаются пласты с минимальной по разрезу естественной радиоактивностью (неглинистые песчаные пласты). При этом лист кальки со всем массивом точек перемещается вдоль оси абсцисс до совмещения крайних левых точек, соответствующих пластам  $k_{\text{гл}} = 0$ . Дальнейшая операция сводится к отсчету значений  $k_{\text{гл}}$  и  $k_n$  для каждого пласта. Палетки могут использоваться при каолиновом, хлоритовом и смешанном типах глин. Если  $k_{\text{гл}} > 20 \%$ , при интерпретации необходимо учитывать тип глин. В тех случаях, когда  $k_{\text{гл}} \leq 15 \%$ , ошибка в выборе типа глин не оказывает заметного влияния на результаты измерений и при интерпретации принимают смешанный тип глин. [4]

#### **2.4.4. Универсальная методика оценки нефтегазонасыщенности коллекторов**

Методика разработана С. Г. Комаровым и Э. Ю. Миколаевским для оценки характера насыщенности глинистых песчаников любого типа. Согласно этой методике песчано–глинистой и неглинистой (чистой). Остаточная водонасыщенность чистой компоненты в нефтегазонасыщенной породе мала,  $k_{\text{во}} \approx 0,1$ . По формуле получаем:  $P_{\text{но}} = k_{\text{во}}^{-2} \approx 100$ . Следовательно, значение электропроводности чистой компоненты в общей электропроводности нефтегазонасыщенной породы два порядка ниже значения электропроводности глинистого материала. Уже при содержании нескольких процентов глинистого материала влияние его на общую электропроводность нефтегазонасыщенной породы будет значительным. Можно предполагать, что удельное сопротивление глинистых компонент нефтеносных и водоносных пород мало различаются между собой.

При оценке нефтегазонасыщенности глинистых коллекторов допускают, что нефтегазонасыщенность глин равна нулю. В этом случае фактическая нефтегазонасыщенность:

$$K_{нг} = k_{нг.ч} * (1 - k_{гл}) k_{п.ч} / k_{п},$$

Где  $k_{нг.ч}$  – нефтегазонасыщенность чистой компоненты, в нефтегазонасыщенной зоне пласта равная 0,8–0,9;  $k_{п.ч}$  – пористость чистой компоненты.

Для песчано–глинистых коллекторов в большей части случаев  $k_{п} \approx k_{п.ч}$  и

$$K_{нг} = k_{нг.ч} (1 - k_{гл}).$$

Из формулы следует, что нефтегазонасыщенность песчано–глинистого пласта рассчитывается с учетом коэффициента нефтегазонасыщенности чистой компоненты и объемной глинистости. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности чистой компоненты в общем случае – сложная задача. В связи с этим был сделан вывод о целесообразности оценки нефтегазонасыщенности глинистого песчаника не по коэффициенту увеличения сопротивления  $R_n$ , вычисленному обычным способом, а путем сравнения значений удельного сопротивления  $\rho_{вп}$  пласта при 100 %-ной водонасыщенности и  $\rho_{нг}$  при предельной нефтегазонасыщенности. В этом случае необходимо располагать данными об объемной глинистости пласта  $k_{гл}$  для каждого исследуемого интервала. Величину  $k_{гл}$  рекомендуется определять по относительной естественной гамма-активности  $J_\gamma$  с помощью выражения:

$$k_{гл} = k_{гл.ср} * J_\gamma.$$

Обработку каротажных данных для оценки нефтегазонасыщенности песчано-глинистых коллекторов проводят в следующем порядке:

1. По комплексу геолого-геофизических данных в разрезе выделяют пласты-коллекторы, которые разделяют на неглинистые (чистые) и глинистые;
2. Для глинистых коллекторов определяют объемную глинистость  $k_{гл}$ ;
3. Находят исходные данные коллекторов;  $\rho_{п}$ ,  $\rho_{в.ч}$  (удельное сопротивление неглинистой части пласта при водонасыщенности 100 %) и  $\rho_{гл}$ ;



4. Значения  $\rho_{\text{вп}}$  и  $\rho_{\text{нг}}$  рассчитывают по формулам, руководствуясь характером размещения глинистого материала в пласте. При малых  $k_{\text{гл}}$  глинистый материал чаще всего рассеян по породе. В случае  $k_{\text{гл}} > 30\%$  влияние различия в характере распределения глин на показания удельного сопротивления невелико и можно пользоваться любым вариантом. Если характер пласта не выяснен, целесообразно пользоваться средними значениями из двух вариантов;

5. Удельное сопротивление пласта  $\rho_{\text{п}}$  сравнивают с расчетными значениями  $\rho_{\text{вп}}$  и  $\rho_{\text{нг}}$  и оценивают характер насыщения пласта. Если  $\rho_{\text{п}}$  приближается по величине к  $\rho_{\text{вп}}$  или  $\rho_{\text{нг}}$  пласт считают соответственно нефтегазоносным или водоносным;

6. По формулам подсчитывают коэффициент нефтегазонасыщенности пласта.

На основе рассмотренной выше методики рекомендованы количественные критерии для оценки характера насыщения песчано–глинистого пласта. На этих критериях базируется методика разделения пластов на нефтегазоносные и водоносные с помощью автоматической обработки геофизической информации. [4]

## СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

### *Актуальность*

При оценке нефтенасыщенности пластов количественно оцениваются только сами пласты, в то время как остальная часть разреза если и оценивается по геофизическим данным, то лишь с точки зрения литологического состава, на основе принятой модели интерпретации. Литологическое расчленение разреза хоть и делается на количественной основе, но представляется в виде качественной характеристики. Кроме того, интерпретация в определенной степени содержит элементы субъективности, в то время как сами геофизические материалы объективны. Выявление количественных геофизических различий разрезов, вмещающих пласты разной продуктивности, имеет практическое и теоретическое значение.

### ***Цель исследования***

Сформировать геофизические характеристики интервалов разреза, вмещающего пласты разной нефтегазонасыщенности и выявить их количественные различия.

### ***Объекты исследования***

*Для качественных оценок:* разрезы скважин 33, 26, 21, 31, сводный геолого-геофизический разрез.

*Для количественных оценок:* разрез скважины 132, интервал 700 – 2600м (ГК, НКТ) и 1200-2600м (ПС, ИК).

Пласты: ПК1-3, ПК-12; МХ3-4; МХ1-2,

### ***Концепция:***

1. Для анализа брать разрез в границах пласта: коллектор и остальная часть пласта, а также перекрывающие глинистые интервалы.

2. Продуктивность пласта оценивать по результатам интерпретации ГИС ( $P = \sum m \cdot K_{п} \cdot K_{нг}$ ) и с учетом результатов испытания.

3. В качестве количественных характеристик брать средние значения параметров и корреляционные зависимости между ними, а также, в случае необходимости, гистограммы распределения значений геофизических параметров.

## **3.1. Общая геолого-геофизическая характеристика сравниваемых пластов (разрезов)**

В данной главе будут рассмотрены основные отличительные особенности основных продуктивных пластов рассматриваемого месторождения. Будут выявлены основные закономерности изменения физических полей, литологии и продуктивности выбранных пластов. Основными критериями выбора ряда пластов были: выбор пластов наиболее детально изученных по данным керна, проведенным испытаниям, а также по наибольшей перспективности в пределах свит.

Для анализа были выбраны пласты ПК<sub>1-3</sub>, МХ<sub>1-4</sub>, БУ<sub>6-8</sub>. Далее проследим основные закономерности и связи отдельных данных и проведенных исследований.

Литологически отложения пластов групп ПК, МХ, БУ, согласно керновым данным, представлены песчаниками, алевролитами, глинами, аргиллитами и их переслаиванием.

Коллекторами нефти и газа в пластах группы ПК являются песчаники слабосцементированные как однородные, так и горизонтально-слоистые. В песчаниках преобладающие размеры обломков 0,10-0,16 мм, сортировка материала средняя, обломки полуокатанные. По составу скелетной части песчаники аркозовые и близкие к полимиктовым, кварца и полевого шпата примерно в равных количествах, обломков пород от 10% до 25%, слюды – 2-3%. Цемент пленочно-поровый, его количество до 10- 12%.

Породы-коллекторы пластов группы МХ представлены песчаниками серыми мелко- среднезернистыми, слюдистыми, средней крепости, однородными, с глинистым и карбонатным цементом.

Проницаемые разности пластов группы БУ представлены песчаником серым средне- и мелкозернистым, слабоалевритистым, аркозовым с карбонатно-глинистым цементом. Отмечаются коллекторы V-III классов. К породам-коллекторам III класса относятся песчаники мелко-среднезернистые с глинистым с примесью карбоната цементом. Слабая фильтрационная способность, несмотря на значительный преобладающий размер обломков (0,31-0,35 мм), объясняется наличием карбоната в цементе (около 15%, представлен по данным термовесового анализа кальцитом) [1].

Песчаники IV-V класса серые мелкозернистые, аркозовые с глинистым цементом с небольшой примесью карбоната. Структура песчаников алевропсаммитовая, текстура слоистая, подчеркивается ориентированным расположением сидерита. Обломочный материал средней сортировки и составляет 88-90%, размер обломков изменяется в пределах 0,03-0,41 мм, преобладающий 0,17-0,18 мм, количество алевритовой примеси 5- 10%

преобладающего размера 0,08-0,09 мм. По соотношению породообразующих минералов песчаник аркозовый с количеством кварца 35%, полевого шпата 55%, обломков пород 10%, слюды до 1%. Цемент пленочно-поровый в количестве 10-12% от поверхности шлифа.

Выделение коллекторов производилось по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных и косвенных количественных признаков. Прямые качественные признаки обусловлены проникновением в коллекторы фильтра промывочной жидкости, что приводит к образованию глинистой корки на стенках скважин, положительных приращений на кривых микрозондов, возникновению радиального градиента сопротивлений по показаниям фокусированных электрических зондов разной глубинности. Дополнительными качественными признаками являются также отрицательные амплитуды СП, минимальные показания на диаграммах гамма- метода. Кроме качественных признаков обычно также используются косвенные количественные признаки, которые необходимы для обработки ГИС в скважинах, где в комплексе исследований отсутствуют МКЗ и КВ. Основным количественным признаком, которым широко пользуются при выделении коллекторов в терригенном разрезе, является граничное значение относительной амплитуды метода потенциалов собственной поляризации ( $\alpha_{сп, гр}$ ) (табл.3.1).

*Таблица 3.1 – Граничные значения коллектор – неколлектор петрофизических параметров для продуктивных пластов Мессояхского месторождения [1]*

Пласты	ПК <sub>1-3</sub>		ПК <sub>6-18</sub>		ПК <sub>19-22</sub> + МХ <sub>1-10</sub>		БУ <sub>6-14</sub>	
	газ	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ	нефть
$\alpha_{сп, гр}$	0.2	0.25	0.2	0.25	0.2	0.3	0.25	0.3
Кп.гр, %	21.5	22.7	20	20.7	16	17	10	11
Кпр.гр, мД	0.6	1	0.2	0.3	-	-	0.1	0.3
Кво.гр, %	-	-	-	-	-	-	85	75

Граничное значение коллектор-неколлектор  $\alpha_{сп, гр}$  было установлено следующим способом. В скважинах, в которых есть исследования расширенным

комплексом ГИС, строились интегральные распределения значений  $\alpha_{сп}$  в интервалах коллекторов, выделенных по прямым качественным признакам, и неколлекторов, - с отсутствием прямых качественных признаков. На рис. 3.1 представлены распределения  $\alpha_{сп}$ , по которым установлено граничное значение, равное  $\alpha_{сп}=0,2$  с зоной перекрытия 0,15-0,3 – для пластов ПК и МХ;  $\alpha_{сп}=0,25$  с зоной перекрытия 0,2-0,35 – для пластов группы БУ. В зону перекрытия попадает часть коллекторов, имеющих показания СП ниже граничного значения, а также часть неколлекторов с  $\alpha_{сп}$  больше граничного значения, и они практически уравниваются друг друга.

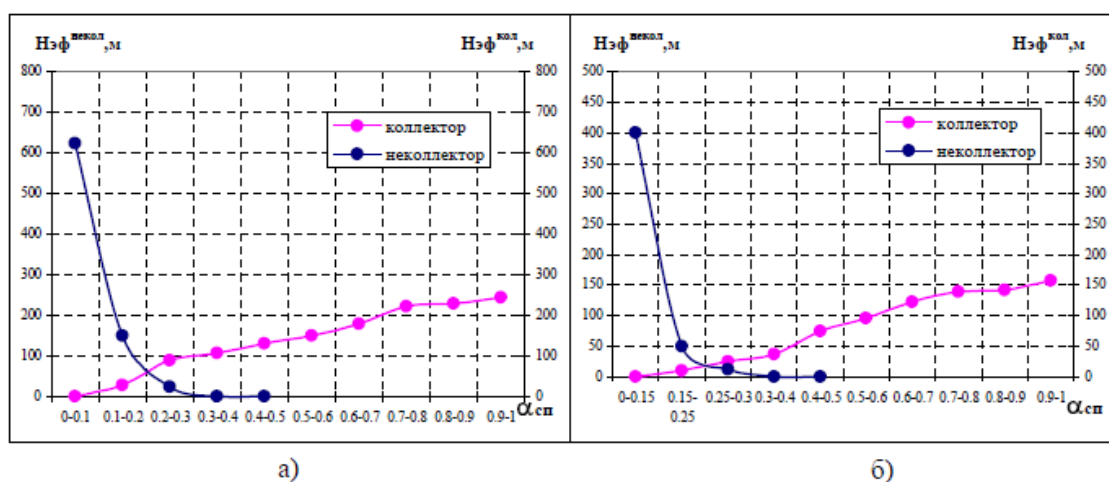


Рисунок 3.1 - Распределение относительной амплитуды СП в интервалах коллекторов и неколлекторов, выделенных по прямым качественным признакам в продуктивных отложениях Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений а) пласты групп ПК, МХ; б) пласты группы БУ.

Для доказательства незначительности потери части коллекторов при работе с  $\alpha_{сп,гр}$  построены распределения  $\alpha_{сп}$  с дифференциацией по эффективным толщинам (рис. 3.2).

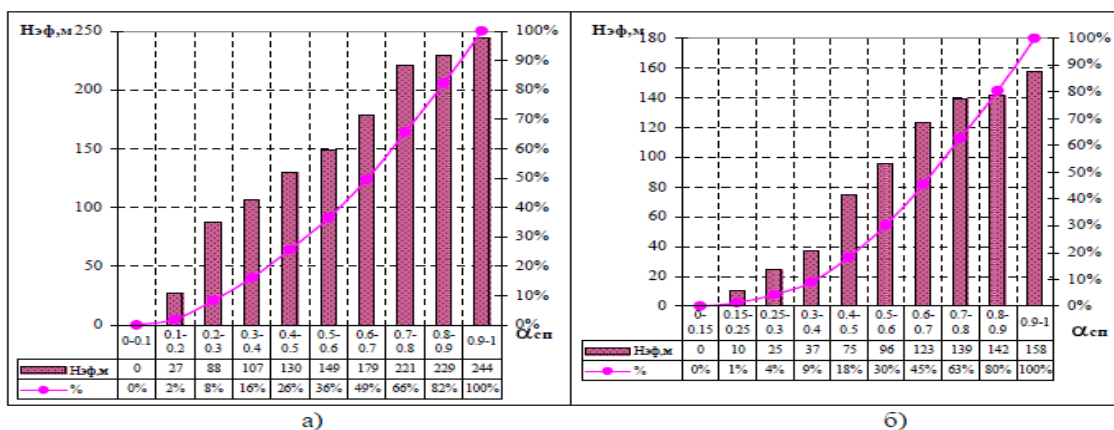


Рисунок 3.2 - Распределение относительной амплитуды СП в коллекторах, выделенных по прямым качественным признакам, с дифференциацией по эффективным толщинам в продуктивных отложениях Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений: а) пласты групп ПК, МХ; б) пласты группы БУ.

Из рисунка видно, что доля коллекторов с  $\alpha_{сп} < \alpha_{сп,гр}$  составила 2%, что соответствует 27 м по отношению к суммарной эффективной толщине, использованной при построении распределения, 1374 м – для пластов ПК и МХ; и 1% (10м) по отношению к суммарной эффективной толщине (805м) – для пластов группы БУ.

Эти потери  $H_{эф}$  лежат в пределах погрешностей выделения коллекторов по данным ГИС за счет ряда условностей при проведении линии глин в методе СП, снятия отсчетов и пр. Таким образом, эффективность определения граничного значения  $\alpha_{сп,гр}$  составила 98-99%.

Теперь проведем сравнение выбранных пластов согласно данным, полученным по ГИС и по керну. Сравнительные характеристики пластов представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Сравнение значений параметров коллекторов по данным ГИС с оценками свойств по керну в продуктивных пластах Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений.

Параметр	Пласт		ПК <sub>1-3</sub>		ПК <sub>6-18</sub>		ПК <sub>19-22</sub> +МХ <sub>1-10</sub>		БУ <sub>6-14</sub>	
	Версия									
K <sub>п</sub> , %	ГИС		32* 21.5-37.1		28 21.35-31.4		21 16-23.6		18 11.9-19.5	
	керн		29.8 21.5-41		25.5 20.4-36		17.5 16-18.6		17.5 10-20	
	Δабс <sup>к<sub>к</sub></sup> , %	δ <sub>отн</sub> , %	-2.2	-7.4	-2.5	-9.8	-3.5	-20.0	-0.5	-2.9
K <sub>п</sub> , %	ГИС		68 51.1-79.4		68 59.7-75.7		65 44.8-83.4		72 64.3-81.4	
	керн (Кн=1-Кво)		-		-		-		61.3 15-78.4	
	Δабс <sup>к<sub>к</sub></sup> , %	δ <sub>отн</sub> , %	-	-	-	-	-	-	-10.7	-17.5
K <sub>г</sub> , %	ГИС		71 52.5-89.2		67 60.1-75.2		69 45.7-84		75 65.9-82.5	
	керн (Кн=1-Кво)		-		-		-		61.3 15-78.4	
	Δабс <sup>к<sub>к</sub></sup> , %	δ <sub>отн</sub> , %	-	-	-	-	-	-	-13.7	-22.3
H <sub>эф</sub> <sup>нефть</sup> , м	ГИС		10.6 2.1-16.6		5.8 3-12.7		9.3 3.4-14.9		7.6 1.2-17.7	
H <sub>эф</sub> <sup>газ</sup> , м	ГИС		19.8 3.7-46.9		5.9 3-8.5		14.4 4.8-23.5		10.7 5.7-17.6	
K <sub>пр</sub> , мД	ГИС		1010.8 0.6-3913		36.6 0.45-145.3		431.1 16.8-1494.3		42.4 0.6-97.3	
	керн		70.3 12.6-165		19.8 9.2-30.1		21.8 0.2-47.3		20.7 0.1-123.2	
	Δабс <sup>к<sub>к</sub></sup> , мД	δ <sub>отн</sub> , %	-940.5	>100	-16.8	-84.8	-409.3	>100	-21.7	>100

Обработка материалов ГИС по всем скважинам Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений производилась в программном комплексе DV-GEO (ОАО «ЦГЭ»), который позволяет выполнять все необходимые процедуры, включающие литологическое расчленение, выделение коллекторов, снятие отсчетов, определение удельного электрического сопротивления коллекторов, оценку характера насыщения, расчеты по формулам для определения подсчетных параметров.

Коэффициент пористости сравнивался с керном по группам продуктивных пластов (табл.3.2). Сопоставление показало хорошую сходимость в средних значениях K<sub>п</sub> ГИС и K<sub>п</sub> керн в пластах с наиболее представительными керновыми исследованиями – ПК1-3 и БУ6-14 –0,5-2,2% (абс.) соответственно. В группах пластов, где керна исследовано очень мало (ПК6-18, ПК19-22, МХ), наблюдается наибольшая разница в K<sub>п,ср</sub> – 2,5-3,5% (абс.) и 9.8- 20% (отн.).

Коэффициент нефтегазонасыщенности по прослоям меняется от 45% до 89% (таблица 3.2). Сравнение K<sub>нг</sub>ГИС с K<sub>нг</sub>КЕРН, рассчитанных как K<sub>нг</sub>=1-Кво

(таблица 2.2), возможно только в пластах группы БУ, где произведено достаточное количество замеров  $K_{во}$  на керне. Это сравнение показало, что различие составляет 17,5 и 22,3% (отн.) по нефтенасыщенным и газонасыщенным коллекторам соответственно. Такое расхождение связано с тем, что величины  $K_{во}$  по данным центрифугирования – самого массового вида измерений – не отражают значений остаточной водонасыщенности, а являются характеристикой водоудерживающей способности  $K_{вс}$ , которая существенно выше величин  $K_{во}$ . Поэтому распределение остаточной водонасыщенности коллекторов продуктивных пластов по данным центрифугирования не имеет смысла сравнивать с распределением водо- нефтенасыщенности в пластовых условиях [1].

*Эффективные нефтенасыщенные толщины* меняются по скважинам от 2,1 м до 16,6 м, со средним значением 10,6м - по пласту ПК1-3; от 3м до 12.7м, со средним значением 5,8м – по пластам ПК6-18; от 3,4м до 14,9м, со средним значением 9,3м – по пластам ПК19-22 и МХ; от 1.2м до 17,7м, со средним значением 7,6м – по пластам группы БУ (табл.3.2)

*Эффективные газонасыщенные толщины* меняются по скважинам от 3,7м до 46,9м, со средним значением 19,8м - по по пласту ПК1-3; от 3м до 8,5м, со средним значением 5,9м – по пластам ПК6-18; от 4,8м до 23,5м, со средним значением 14,4м – по пластам ПК19-22 и МХ; от 5,7м до 17,6м, со средним значением 10,7м – по пластам группы БУ (табл.3.2).

Коэффициент проницаемости коллекторов оценивался через пористость по связям, полученным по керну для каждой группы продуктивных пластов. Сравнение средних значений и диапазонов изменения  $K_{пр}$  по ГИС с данными керна показали недостаточно хорошую их сопоставимость по всем продуктивным пластам (табл. 3.2). По всем пластам значения  $K_{пр,ср}$  по ГИС превышают  $K_{пр,ср}$  по керну, что объясняется низкой представительностью выноса керна и исследований, особенно в пластах ПК1-3.



Далее проведем корреляцию продуктивных пластов по значениям удельных электрических сопротивлений, а также характером насыщения коллекторов.

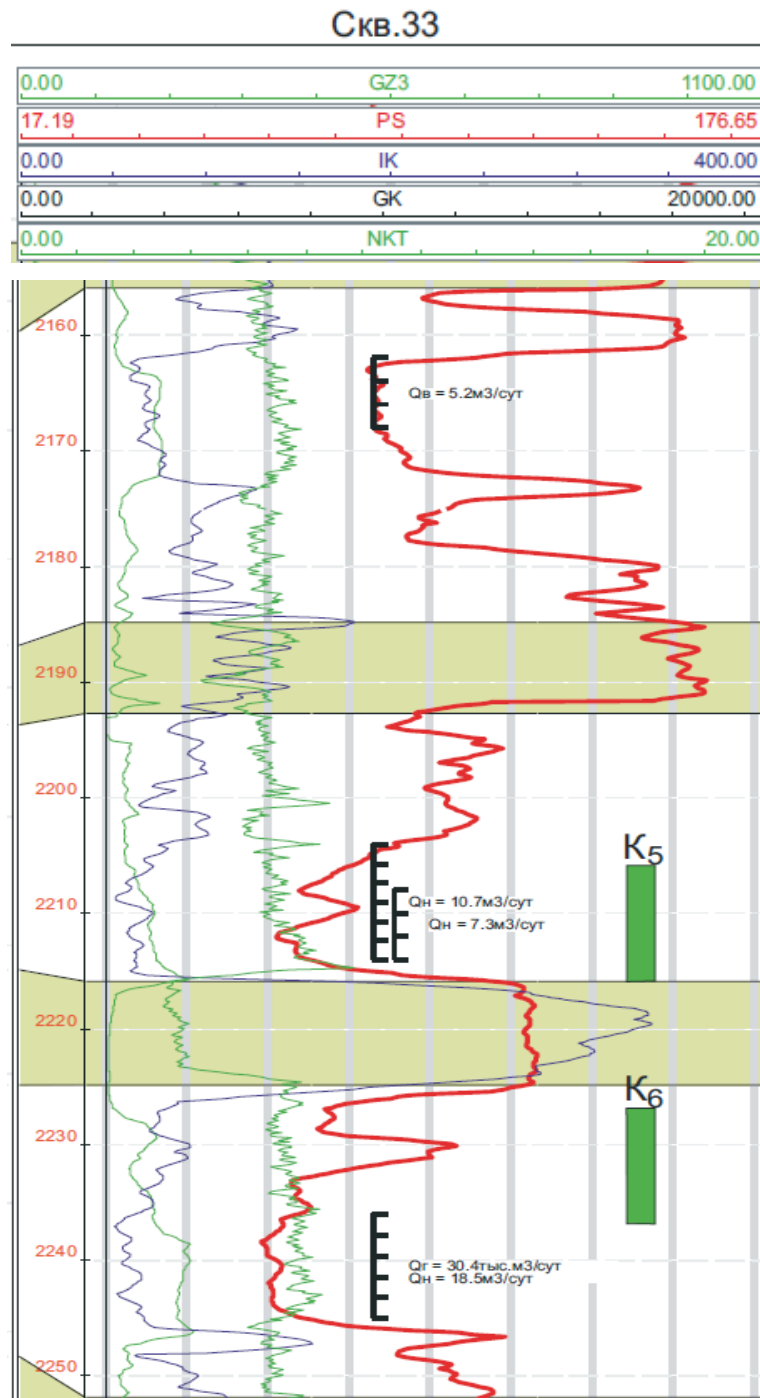
Таблица 3.3 - Исходные данные для построения сопоставления УЭСп с асп для оценки характера насыщения коллекторов продуктивных пластов Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений

№скв	Пласт	Интервал перфорации, м		Дебит, м <sup>3</sup> /сут			Интервал прослоя по ГИС, м		Нэф, м	Характер насыщ. по ГИС	УЭСп, Омм	αсп	
		кровля	подошва	Qг	Qн	Qв	кровля	подошва					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
		890	893	50,53	-	-	890.2	892	1.8	газ	14.9	0.64	
							892	894	2	газ	18.5	0.63	
		900	904	-	6.6	-	900	903.8	3.8	нефть	12.9	0.77	
							904.2	905.6	1.4	нефть	11.7	0.77	
33	МХ <sub>1-2</sub>	1778	1790		пленка	9,89	1778.5	1782.2	3.7	вода	16.1	0.84	
							1783	1790	7	вода	16.3	0.81	
	МХ <sub>3</sub>	1850	1858	179	-	-	1849.7	1857.4	7.7	газ	54	0.67	
							1886	1890	172.3	-	-	1885.6	1896.8
	МХ <sub>4</sub>	1901	1906	-	4.42	-	1901.4	1906.1	4.7	нефть	54	0.87	
							1901	1910	-	2.6	3.9	1906.1	1913.8
	БУ <sub>6</sub> <sup>1-2</sup>	2120	2130	55.46	13.3	-	-	2119.4	2120.4	1	газ	32	0.56
								2120.4	2125.2	4.8	газ	64	0.71
								2125.6	2130.4	4.8	газ	64	0.73
								2144	2152	1.3	21.45	-	2144.4
	БУ <sub>6</sub> <sup>3</sup>	2162	2168	-	-	5.23	2162	2172.4	10.4	вода	25	0.94	
	БУ <sub>7</sub>	2204	2214	-	10.7	-	-	2205.2	2205.8	0.6	нефть	49	0.69
								2206.2	2207.4	1.2	нефть	50.4	0.71
								2207.4	2209.2	1.8	нефть	50	0.77
								2208	2214	-	7.27	-	2209.6
	БУ <sub>8</sub>	2236	2245	30.38	18.46	-	-	2231.2	2232.4	1.2	газ	30.1	0.83
2232.4								2234.4	2	газ	28.0	0.85	
2234.4								2235.2	0.8	газ	35.3	0.82	
2235.2								2245.6	10.4	нефть	75	0.89	

Далее приведем примеры каротажных диаграмм для каждого из пластов и соответствующих скважин для выявления закономерностей углеводородонасыщения коллекторов.

Каротажная диаграмма для пласта БУ<sub>6-8</sub> представлена на рисунке 3.3. Пласты характеризуются более низкими дебитами, в сравнении с пластами ПК1-2 (рис. 3.4). Однако и на этом разрезе можно видеть влияние качества локальной покрышки на нефтегазоносность пласта. Самые высокие притоки газа и нефти (30.4 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 18.5 м<sup>3</sup>/сут соответственно) наблюдаются в пласте под

покрышкой, которая отличается самой высокой электропроводностью (ИК), низким сопротивлением (ИК) и очень низкими показаниями нейтронного каротажа (НКТ).



*Рисунок 3.3 – Геофизический разрез скважины 33 пласта БУ<sub>6-8</sub>*

Далее приведем геофизический разрез скважин 26,21,31 пласта ПК<sub>1-3</sub> для более детального и наглядного сравнения представленных пластов. Разрез представлен на рисунке 3.4.

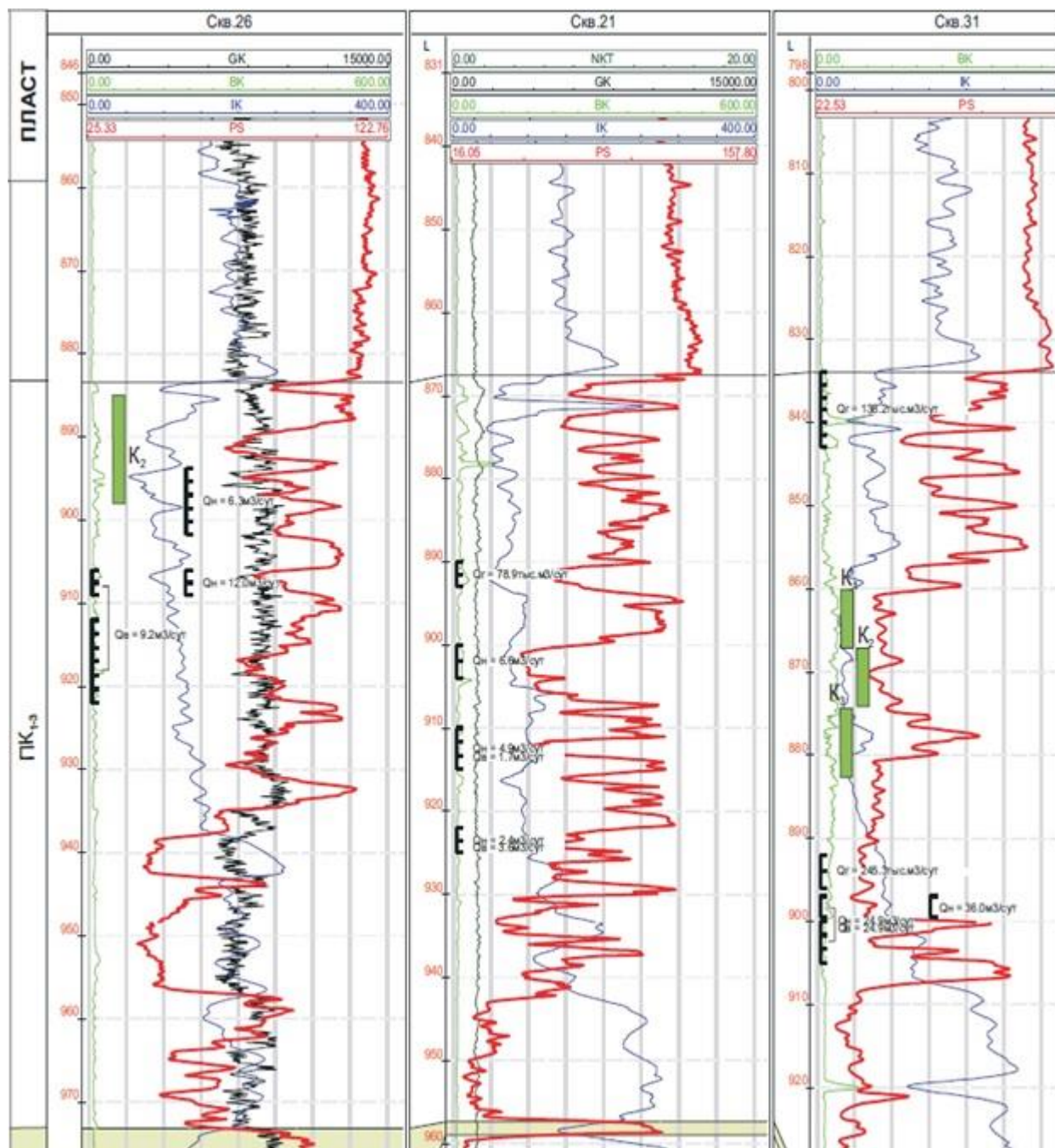


Рисунок 3.4 – Разрез геофизических данных по линии скважин 26,21,31 пласта ПК<sub>1-3</sub>

При анализе каротажных диаграмм и полученных данных по различным геофизическим методам, а также при рассмотрении сводного разреза выделили основные закономерности нефтеносности и накопления углеводородов именно в верхней части меловых отложений.

Первая причина такого значительного накопления углеводородов именно в пластах Покурской свиты, связана с очень хорошим флюидоупором,

располагающимся выше по разрезу, данные породы покрывки представлены различными по составу и свойствам глинами от серых до буровато – черных битуминозных глин кузнецовской свиты.

Данные глины являются отличным флюидоупором, способствующим надежному накоплению углеводородов при их миграции с больших глубин, либо при миграции между пластами внутри свиты.

На рисунке 3.5 представлена выкопировка из сводного разреза для Мессояхского месторождения. Из рисунка видно, что пласты ПК1-3 (кровля покурской свиты) перекрыты нижней пачкой кузнецовской свиты, отличающейся аномально низким сопротивлением и высокими показаниями ПС (интерпретируем как повышенная глинистость, растущая в направлении к пластам, рис. 3.5). Подобную картину можно видеть на рис. 2.10 по линии скважин 26,21,31[1].

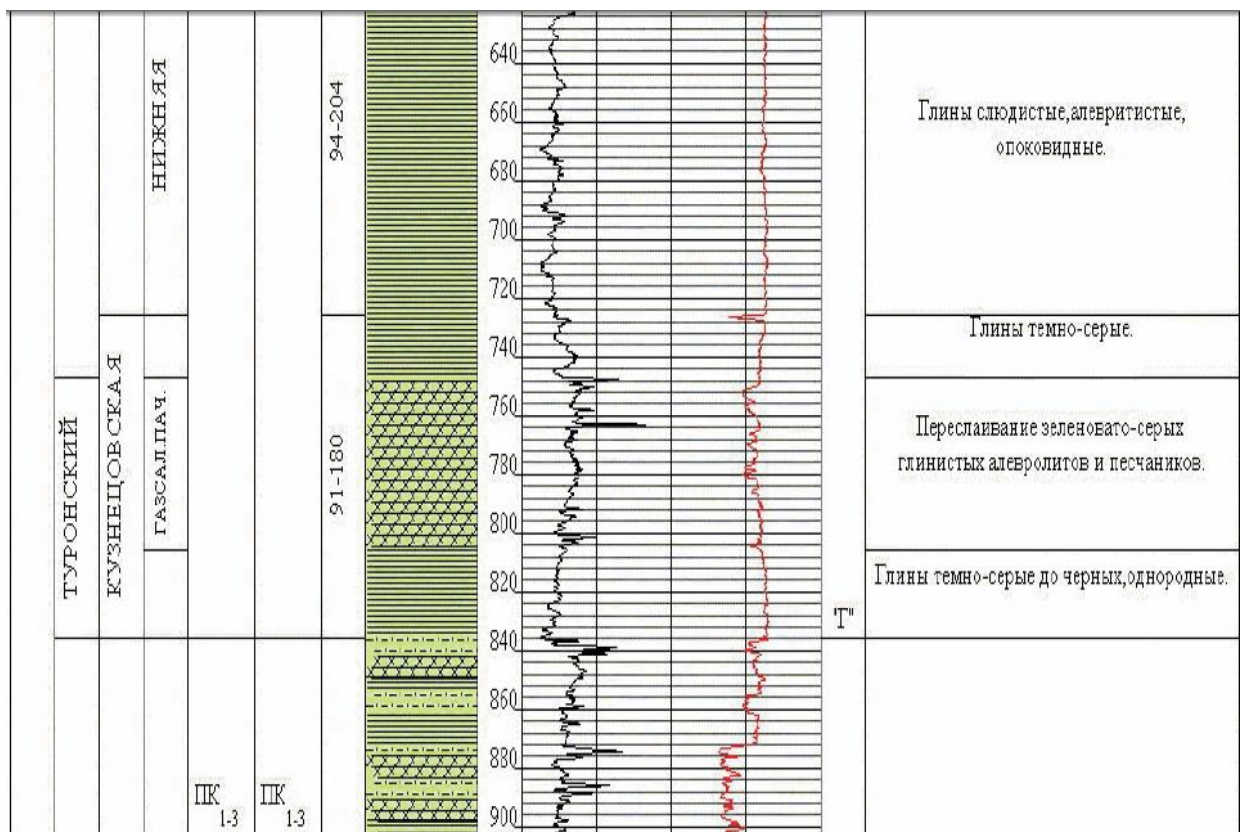


Рисунок 3.5 – Породы коллекторы из сводного разреза (кузнецовская и покурская свиты)

Для пластов МХ и БУ не характерно распространение подобных мощных и выдержанных покрывок, что явно ухудшает шансы накопления углеводородов

в пластах коллекторах, также при процессе разработки существует большая вероятность межпластовых перетоков флюидов, либо их миграция вглубь пласта, что прямым образом влияет на перспективность коллектора, так как породы с хорошими коллекторскими свойствами могут включать лишь небольшие объемы углеводородов, вследствие плохих флюидоупорных свойств покрышек, либо маломощности последних.

На рисунке 3.6 видно, что мощность покрышки малохетской свиты значительно меньше, нежели у нефтегазоносных отложений покурской свиты, а свойства этой покрышки (относительно более высокое сопротивление, понижающееся только непосредственно над пластами МХ1-2) указывают на ее меньшую глинистость в сравнении с нижней частью кузнецовской свиты.

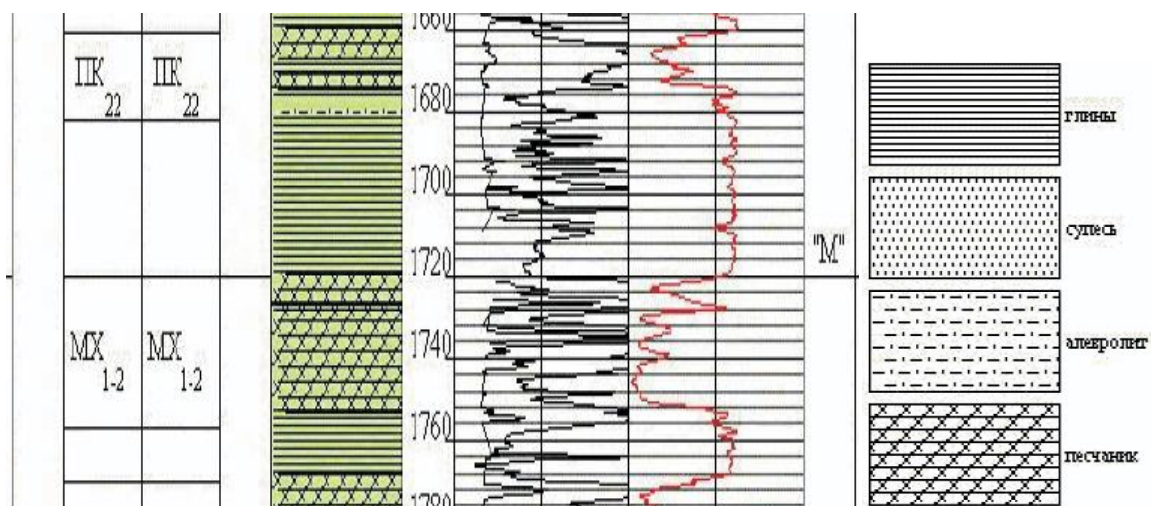


Рисунок 3.6 – Породы покрышки из сводного разреза (Ереямская свита)

Аналогичная ситуация прослеживается и для пластов БУ Заполярной свиты (рис. 3.7), которая также характеризуется меньшей нефтегазоносностью по сравнению с пластами МХ и ПК. По аналогичной причине.

Необходимо учитывать также и физико – химические характеристики нефтей, так пласты ПК насыщены в основном очень тяжелыми нефтями с большой удельной плотностью, плотность же нефтей более глубоких залежей несколько меньше, относятся они к классу тяжелых и средних, данный факт также необходимо учитывать при оценке дебита нефти при испытаниях.

Пласты покрышки пластов БУ представлены на рисунке 3.7.

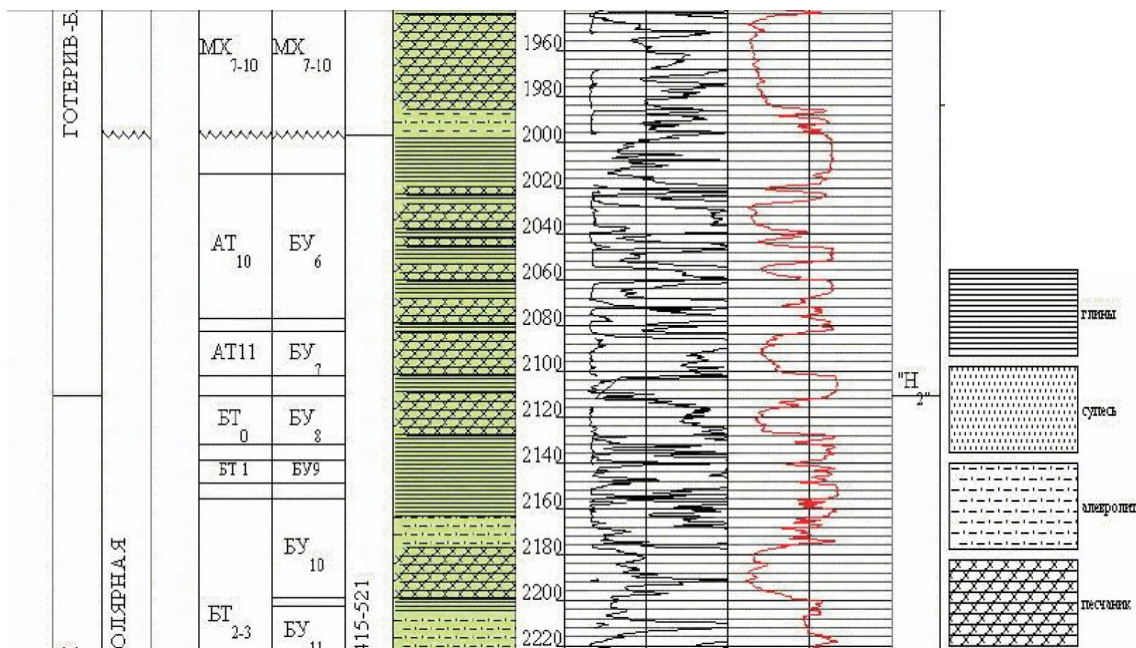


Рисунок 3.7 – Породы покрывки пластов БУ из сводного разреза (Заполярная свита).

### 3.2. Количественная интерпретация покрывшек и пластов разной нефтенасыщенности

Количественные оценки геофизических особенностей будем осуществлять по геофизическим данным скважины 132 Мессояхского месторождения, для которой имеются цифровые данные ГИС.

В первую очередь была рассчитана продуктивность пластов по результатам интерпретации ГИС ( $P = \sum m \cdot K_p \cdot K_{нг}$ ), коэффициенты для пластов были взяты из отчета по скважине 132. Результаты расчетов коэффициента продуктивности приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Результаты расчета коэффициента продуктивности пластов

Пласт	Мощность, м.	Кп, %	Кнг	Кпр, мД	P
ПК1-3	23,6	26,2	0,57	145	352,4
ПК12	8,8	21,4	0,44	48	67,2
МХ3-4	23,6	27,6	0,7	343	457,7

Как видно из данных таблицы 3.4, пласт МХ 3-4 является наиболее продуктивным из трех рассмотренных пластов, данный пласт наиболее перспективен, как по петрофизическим параметрам, так и по мощности. Данный пласт обладает наибольшей проницаемостью  $K_{пр}=343$  мД, при  $K_{пр}=145$  мД у пласта ПК 1-3, также высок коэффициент нефтегазонасыщенности у пласта МХ3-4, равный  $K_{нг}=0,7$ . В целом, по сравнению с пластом ПК12 (слабопродуктивный) различием «Р» у пластов ПК1-3 и МХ 3-4 можно пренебречь.

По результатам проведенных на скважине работ, было произведено разделение пластов ПК 1-3, ПК 12 и МХ 3-4 на интервалы (пласт нефтегазонасыщенный и водоносный, крышка). Также были посчитаны средние значения для интервалов по методам НКТ, ГК, ИК.

По скважинным данным для различных интервалов и пластов были построены корреляционные зависимости с вычислением уравнений для данных каждого исследованного интервала, а также значения величины достоверности аппроксимации  $R^2$ .

Для определения корреляционных зависимостей и выявления закономерностей и отличительных особенностей интервалов пластов корреляционные диаграммы построены в парных зависимостях показаний ГК-НКТ, ИК-ГК, ИК-НКТ.

Для определения различий между породами крышками отдельных пластов построили зависимости, изображенные на рисунках 3.8 – 3.10.

Анализируя данные диаграммы, нетрудно заметить, что породы-крышки пласта ПК 1-3, наиболее отличны от крышек пластов ПК 12 и МХ 3-4, значения в диаграмме на рисунке 3.7 лежат левее и ниже для пород крышек пласта ПК 1-3, что говорит об меньшей радиоактивности и большем водородосодержании данных пород.

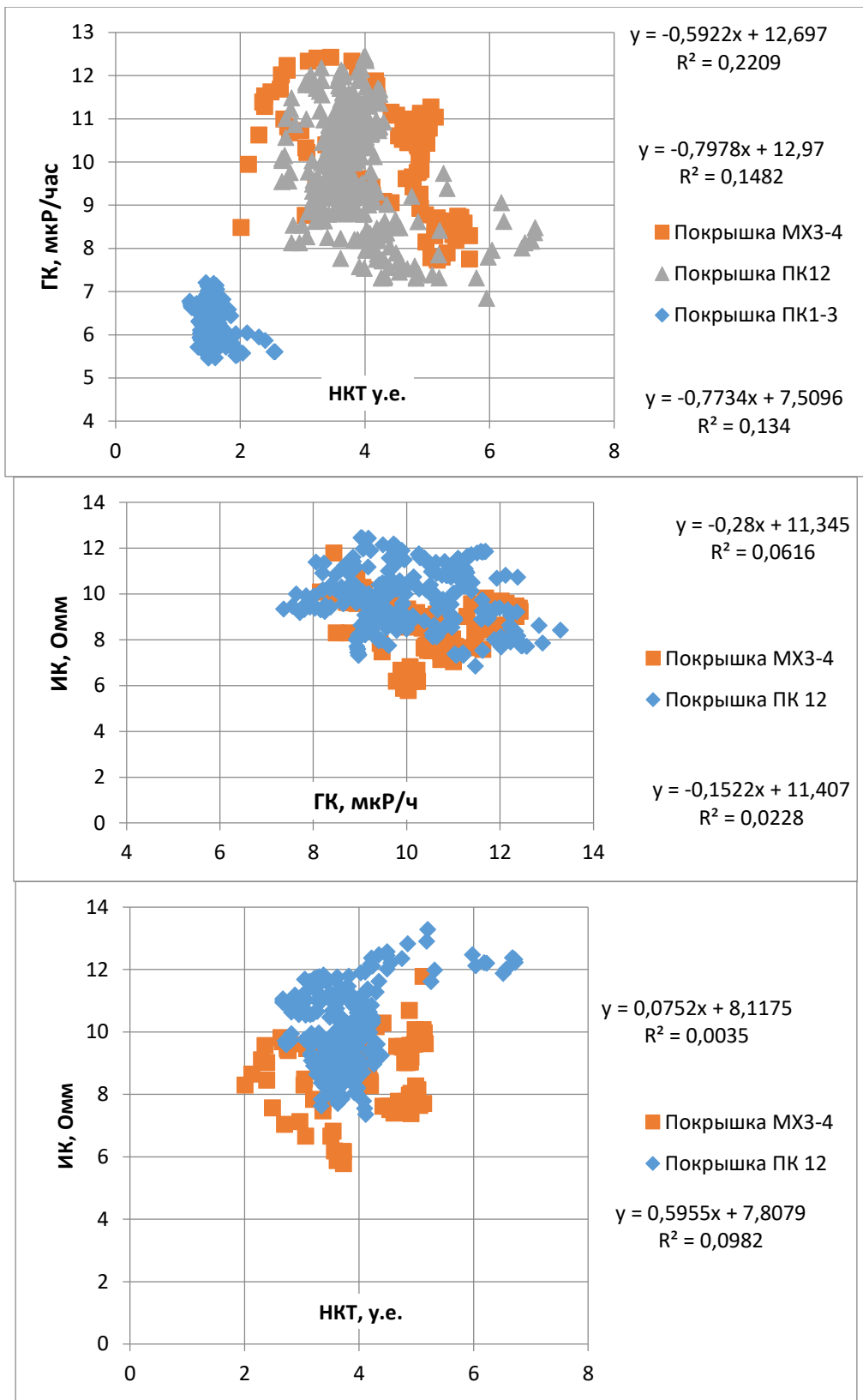


Рис. (3.8 – 3.10) - Корреляционные зависимости между геофизическими параметрами для покрышек пластов разреза скв. 132



Анализируя данные диаграммы, нетрудно заметить, что породы-покрышки пласта ПК 1-3, наиболее отличны от покрышек пластов ПК 12 и МХ 3-4, значения в диаграмме на рисунке 3.7 лежат левее и ниже для пород покрышек пласта ПК 1-3, что говорит об меньшей радиоактивности и большем водородосодержании данных пород.

Породы покрышки наиболее продуктивного пласта МХ 3-4, как видно, отличаются большей радиоактивностью и меньшим сопротивлением, по сравнению с другими покрышками пластов, что говорит нам о повышенной глинистости данных пород – покрышек, и, следовательно, о хороших флюидоупорных свойствах данных пород, что является достаточно важным фактором в процессе накопления и удержания углеводородов. Данный факт еще более укрепляет положение пласта МХ 3-4 в отношении перспективности.

Также можно заметить, что значения коэффициента  $R^2$  для пород покрышек пласта МХ 3-4 являются наибольшими в случаях построения диаграмм по данным методов ГК-НКТ и ИК-ГК, значения  $R^2=0,221$  и  $R^2=0,06$  соответственно, что может являться признаком хороших флюидоупорных свойств пород – покрышек.

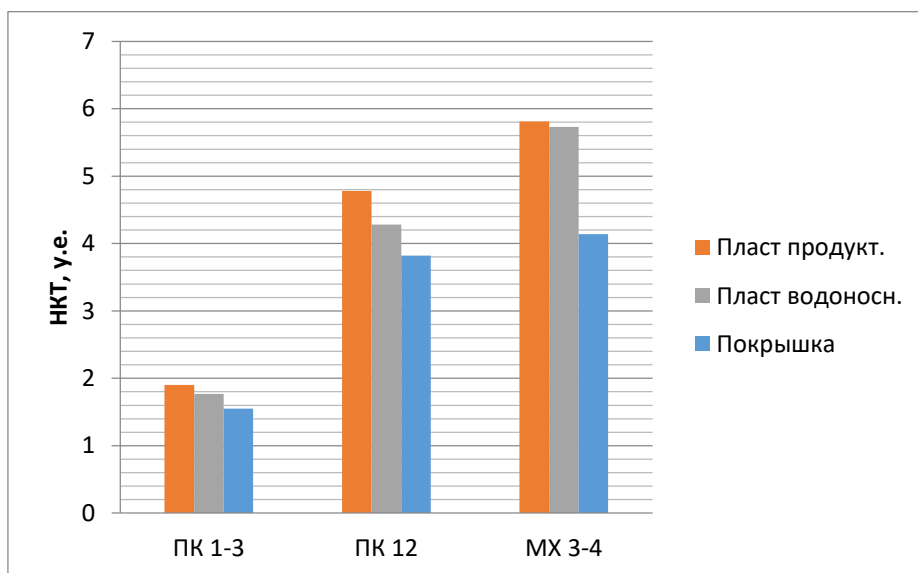
Также отличительные свойства пород покрышек можно оценить с помощью средних значений. Средние значения для пород покрышек представлены в таблице 3.5. и на рис. 3.11

*Таблица 3.5 – Средние значения для пород покрышек пластов*

Метод/параметр	Пласт	Часть объекта	Среднее значение
НКТ, у.е.	ПК 1-3	Покрышка	1,55
	ПК 12	Покрышка	3,82
	МХ 3-4	Покрышка	4,14

ГК, мкР/час	ПК 1-3	Покрышка	6,31
	ПК 12	Покрышка	9,88
	МХ 3-4	Покрышка	10,42
УЭС по ИК, Ом*м	ПК 12	Покрышка	10,06
	МХ 3-4	Покрышка	8,43

Нетрудно заметить, что полученные данные по гамма-методу и НКТ достаточно хорошо коррелируются, то есть на глубину средние значения ГК и НКТ растут, т.е. увеличивается радиоактивность и уменьшается водородосодержание. Как уже было отмечено по сводному разрезу, на глубину возрастает также сопротивление покрышек. По совокупности данных необходимо говорить о понижении глинистости покрышек на глубину. Наблюдаемое понижение среднего сопротивления покрышки над пластом МХ3-4 аномально и согласуется с его большей продуктивностью в сравнении с пластом ПК12.



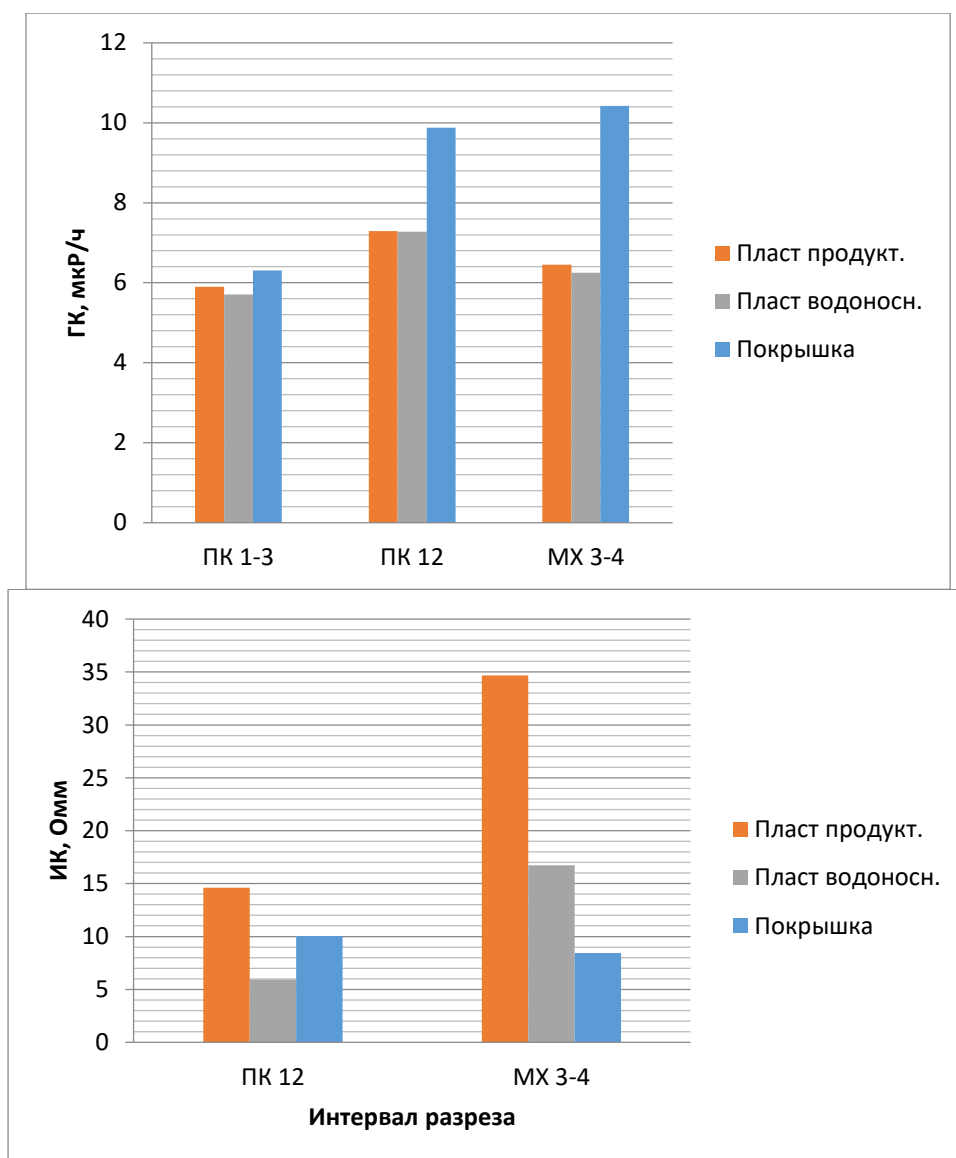


Рисунок 3.11 - Средние значения геофизических параметров (скв. 132)

Оценка продуктивной части пластов также является одной из важнейших задач при определении перспективности пластов, именно углеводородосодержащая часть пластов представляет промышленный интерес в нефтегазовой отрасли, следовательно, нефтегазоносные интервалы должны подвергаться наибольшему и более точному изучению и интерпретации.

При изучении продуктивной части пластов кроме качественных характеристик пород, слагающих разрез, не меньшее значение имеют также количественные характеристики, которые обладают меньшим, с моей точки зрения, субъективизмом.

Средние значения для пород продуктивной частей пластов представлены в таблице 3.5.

Как можно заметить, породы перспективных пластов ПК 1-3 и МХ 3-4, обладают меньшими значениями по ГК, что, скорее всего, связано с меньшей глинизацией представленных пластов, по сравнению с менее перспективным пластом ПК 12.

Удельное электрическое сопротивление пород на данных интервалах в основном зависит от насыщения пород коллекторов, слагающих разрез. Так породы с большим углеводородным насыщением обладают большим сопротивлением, нежели породы с меньшим, также количественные данные позволяют оценить качественную составляющую флюида, в случае водного насыщения коллекторов, породы обладают меньшим сопротивлением, нежели породы, насыщенные углеводородами.

В нашем случае среднее УЭС по перспективному пласту МХ 3-4, более чем в 2 раза превышает средние значения УЭС для менее перспективного пласта ПК 12, характеризующегося наименьшей продуктивностью из рассмотренных, данный факт можно смело связать с большей нефтегазонасыщенностью пласта МХ 3-4.

В графическом виде данные по продуктивным частям пластов представлены на рисунках 3.12 – 3.14.

На рисунке 3.12 можно заметить, что более продуктивные и соответственно перспективные пласты ПК1-3 и пласт МХ 3-4 имеют положительный коэффициент в уравнении  $k=0,04$  и  $k=0,3$  соответственно, при отрицательном коэффициенте  $k= -0,28$  для пласта ПК 12. Следовательно, можно отнести данный факт к показателям нефтегазоперспективности пластов.

Данные по УЭС и ГК представлены на рисунке 3.13.

Как было сказано выше, породы большей продуктивности, характеризуются большим сопротивлением и меньшей радиоактивностью. Причем также можно заметить, что продуктивная часть пласта ПК 12 имеет более широкий диапазон радиоактивности, а продуктивная часть пласта МХ 3-4

более широкий диапазон значений УЭС, что говорит об относительной однородности пласта МХ 3-4 в плане глинистости, при некотором варьировании УЭС, в данном случае это связано, видимо, с изменением насыщенности коллекторов.

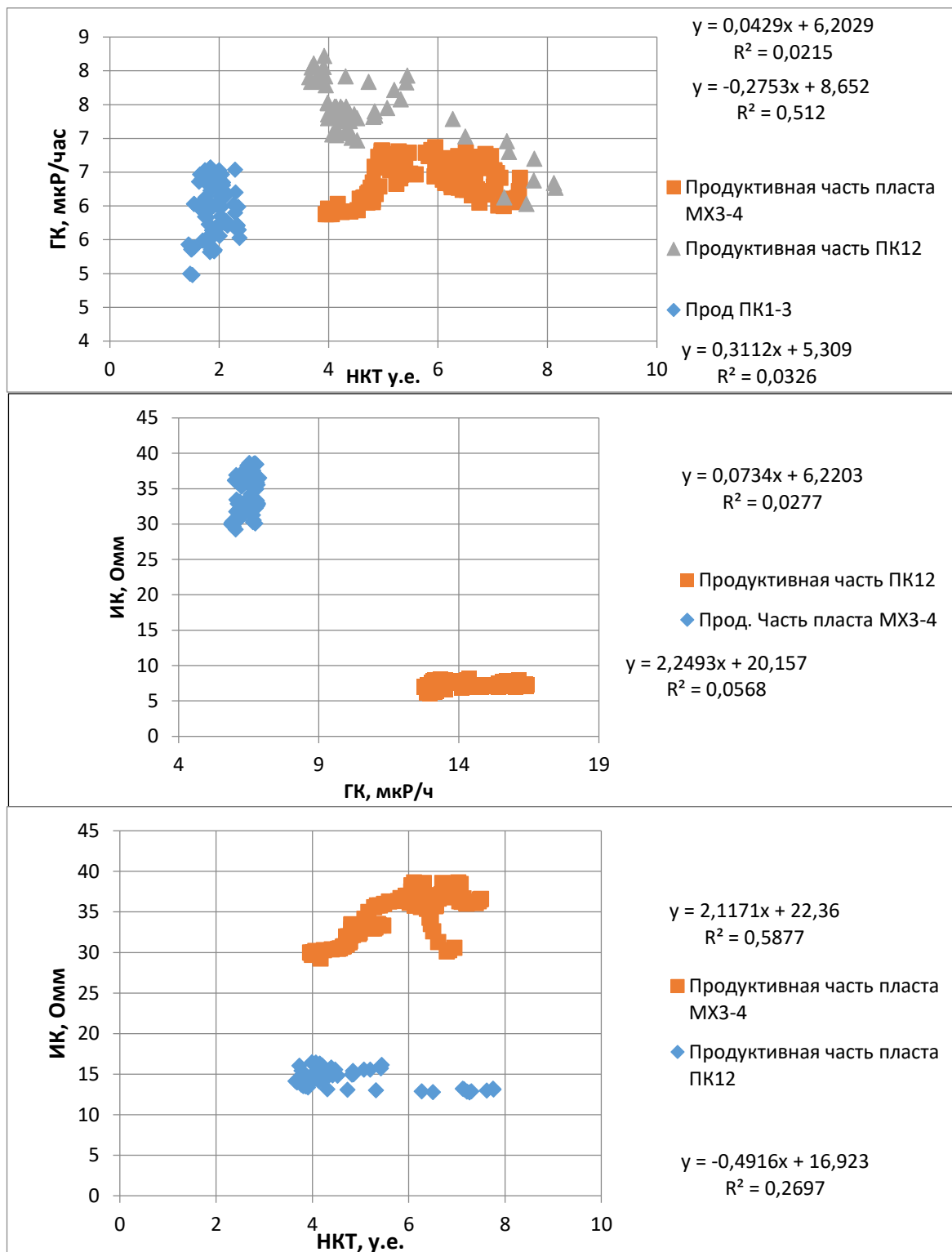


Рисунок (3.12 – 3.14) - Корреляционные зависимости между геофизическими параметрами продуктивной части пластов разреза скв. 132

В случае пласта ПК 12, насыщение практически не изменяется, однако, глинистость изменяется в некотором диапазоне, превышающем в 2,5 раза диапазон пласта МХ 3-4.

Данные по УЭС и НКТ продуктивной части пластов МХ 3-4 и ПК 12 представлены на рисунке 3.14.

Рассматривая диаграммы на рисунках 3.12 и 3.14 можно сделать вывод, что пласты ПК 12 и МХ 3-4 имеют примерно одинаковое водородосодержание, изменяющееся в примерно равных пределах, водородосодержание же пласта ПК 1-3 значительно выше и изменяется в более узком диапазоне, то есть пласт ПК 1-3 более однороден в отношении водородосодержания.

Изучение обводненных интервалов, в частности сравнение геофизических данных по продуктивным и по водоносным частям разреза является важным этапом в ходе изучения нефтегазосности коллекторов, здесь в основном происходит изучение граничных значений параметров, с целью дальнейшего их применения для расчленения интервалов по насыщенности и продуктивности, а также с целью установления флюидных контактов.

Однако, наиболее объективным и точным является комплексное изучение данных, позволяющее на более высоком уровне благополучно консолидировать данные по скважинам с петрофизическими и гидродинамическими результатами.

Хотя изучение данных аспектов является задачей в основном инженеров, уже давно в современной практике количественные характеристики продуктивных интервалов и их граничные значения широко применяются при оценках экономического эффекта и рентабельности нефтегазовых объектов.

Средние значения для пород водоносной частей пластов представлены в таблице 3.6. и рис. 3.11.

Таблица 3.6 – Средние значения для пород водоносной и продуктивной частей пластов

Метод/параметр	Пласт	Часть объекта	Среднее значение
НКТ, у.е.	ПК 1-3	Продуктивная часть	1,90
	ПК 12	Продуктивная часть	4,78
	МХ 3-4	Продуктивная часть	5,81
	ПК 1-3	Водонасыщенная часть	1,77
	ПК 12	Водонасыщенная часть	4,28
	МХ 3-4	Водонасыщенная часть	5,73
ГК, мкР/час	ПК 1-3	Продуктивная часть	5,90
	ПК 12	Продуктивная часть	7,29
	МХ 3-4	Продуктивная часть	6,45
	ПК 1-3	Водонасыщенная часть	5,71
	ПК 12	Водонасыщенная часть	7,28
	МХ 3-4	Водонасыщенная часть	6,25
УЭС по ИК, Ом*м	ПК 12	Водонасыщенная часть	5,94
	МХ 3-4	Водонасыщенная часть	16,74
	ПК 12	Продуктивная часть	14,63
	МХ 3-4	Продуктивная часть	34,67

Данные в графическом виде по водоносным частям пластов представлены на рисунках 3.15 – 3.17.

Таким образом, можно заметить, что водородосодержание водоносных и продуктивных частей пластов ПК 1-3, ПК 12 и МХ 3-4 уменьшается сверху вниз по разрезу, средние значения по НКТ увеличиваются.

Наиболее глинистым в водоносной части является пласт ПК 12, для которого характерны наибольшие значения по гамма-каротажу, что еще раз подтверждает факт о максимальной глинистости коллекторов пласта ПК 12 при его наименьшей продуктивности, то есть можно сделать вывод о зависимости перспективности или неперспективности пласта от глинистости.

Изучая диаграмму на рисунке 3.16, можно сделать вывод, что УЭС водоносной части пласта МХ 3-4 больше, нежели пласта ПК 12, также УЭС пласта МХ 3-4 изменяется в более широком пределе, что говорит о большей неоднородности пласта МХ 3-4.

Аналогичная картина наблюдается и с нейтронным методом, значения по пласту ПК 12 меньше, чем по пласту МХ 3-4, что говорит о большем водородосодержании первого.

Здесь возникает вопрос о причинах повышенных значений удельного электрического сопротивления при одновременном повышении значений по нейтронному каротажу.

Данный факт позволяет выдвинуть гипотезу об увеличении карбонатизации пород сверху вниз по разрезу. Ведь именно содержание карбонатов в породах увеличивает их удельное электрическое сопротивление и снижает водородосодержание, фиксируемое повышенными значениями по нейтронному методу.



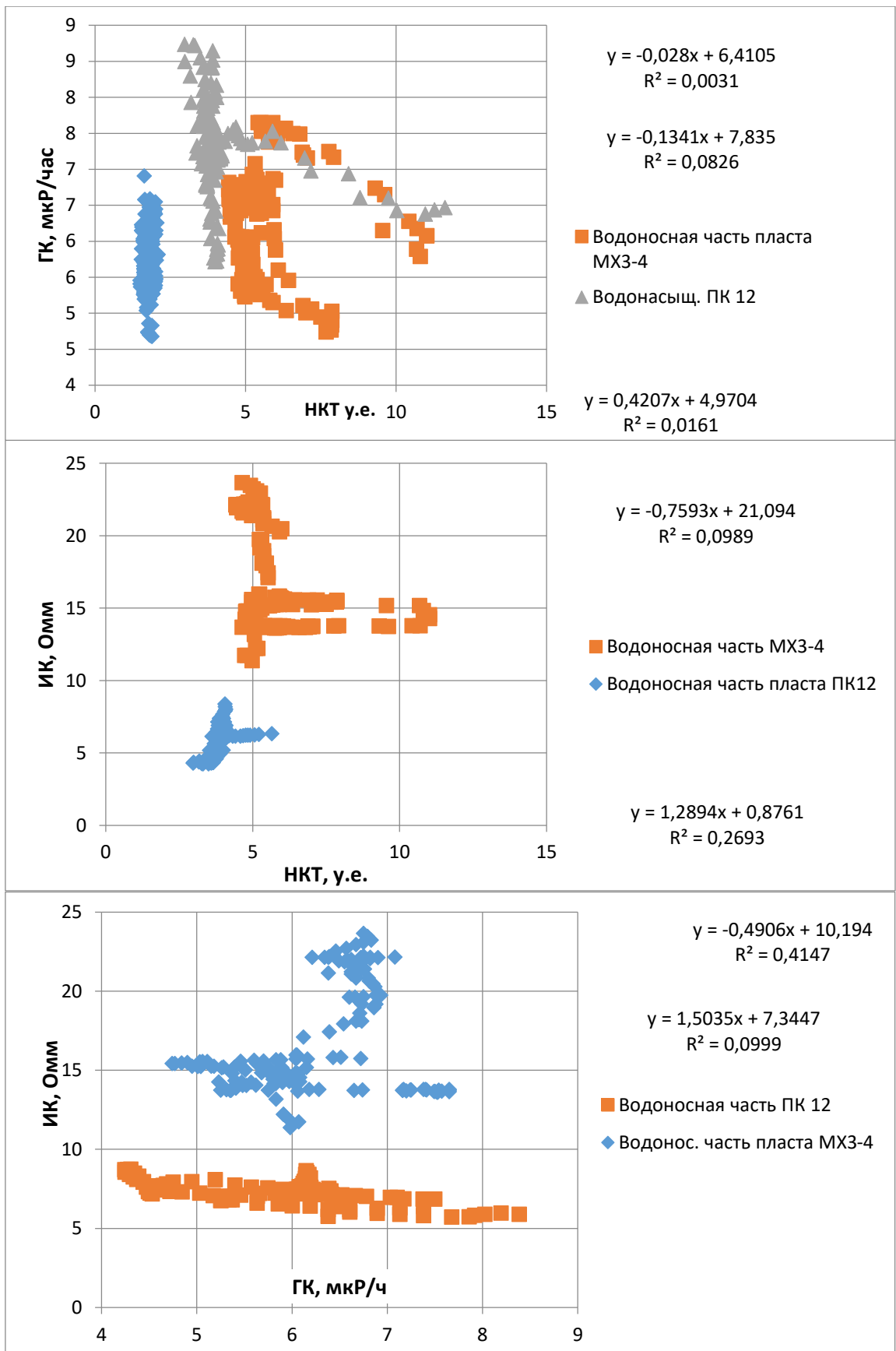


Рисунок (3.15 – 3.17) - Корреляционные зависимости между геофизическими параметрами водоносной части пластов разреза скв. 132

Данные по гамма – каротажу еще раз подтверждают большее содержание глинистого материала в водоносной части пласта ПК 12 по сравнению с водоносной частью пласта МХ 3-4, что мы можем четко увидеть на рисунке 3.17, где представлены данные диапазона значений по ГК для пластов ПК 12 и МХ 3-4.

Также количественные данные, полученные на скважине, позволяют определить не прямые закономерности, которые являются показателями нефтегазоносности с определенной долей вероятности.

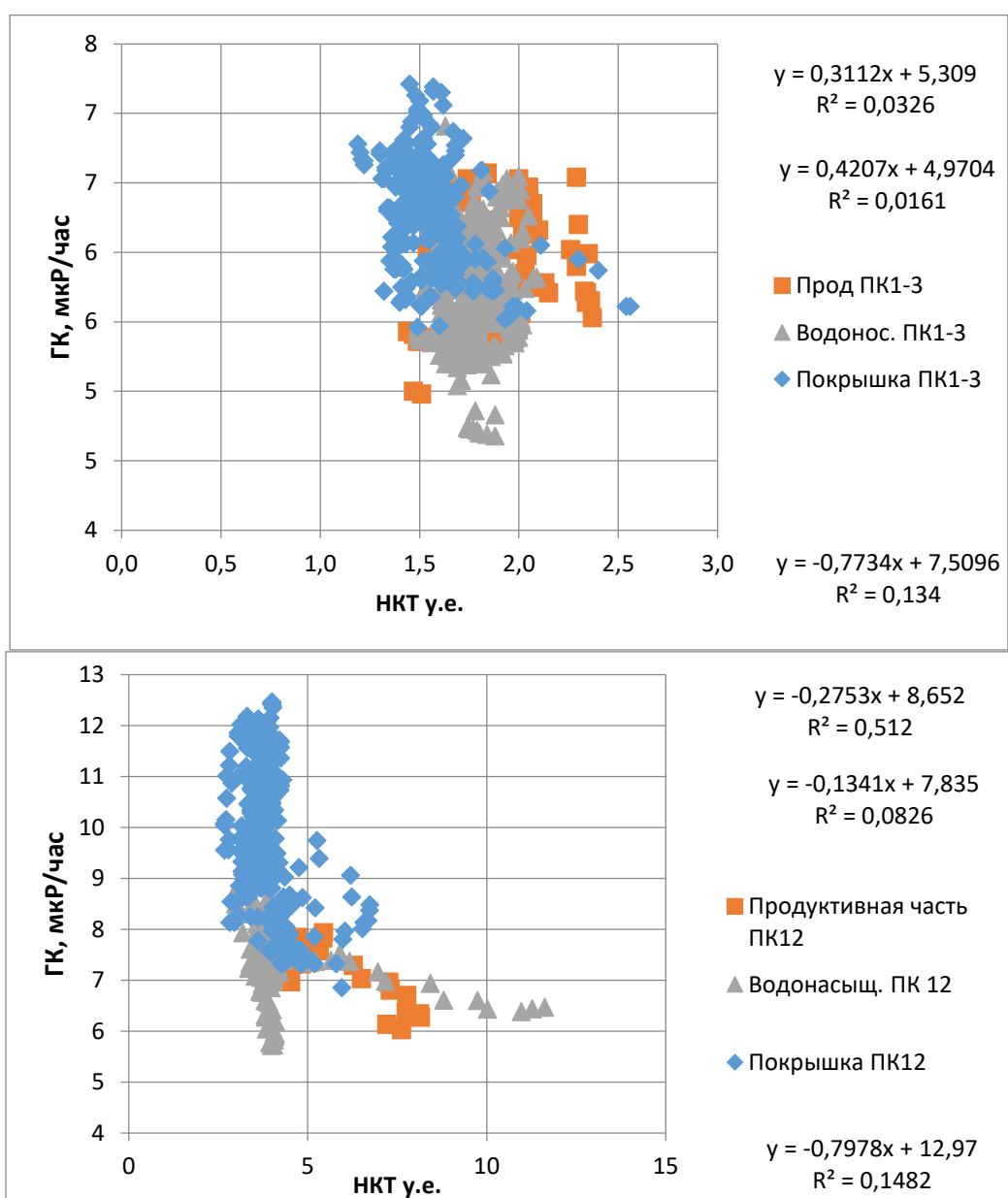
*Таблица 3.7 – Уравнения и коэффициенты достоверности аппроксимации для продуктивных частей пластов*

Пласт	Часть пласта	Методы	Уравнение	R <sup>2</sup>
ПК 1-3	Продуктивная	ГК/НКТ	$y = 0,3112x + 5,309$	0,0326
ПК12	Продуктивная	ГК/НКТ	$y = -0,2753x + 8,652$	0,512
МХ 3-4	Продуктивная	ГК/НКТ	$y = 0,0429x + 6,2029$	0,0215
ПК12	Продуктивная	ИК/НКТ	$y = -0,4916x + 16,923$	0,27
МХ 3-4	Продуктивная	ИК/НКТ	$y = 2,1171x + 22,36$	0,59
ПК12	Продуктивная	ИК/ГК	$y = 0,0734x + 6,2203$	0,0277
МХ 3-4	Продуктивная	ИК/ГК	$y = 2,2493x + 20,157$	0,057

Можно заметить, что значения коэффициента достоверности аппроксимации R<sup>2</sup> для пород продуктивной части пластов ПК 1-3 и МХ 3-4, которые являются наиболее продуктивными, являются меньшими 0,1 в случаях построения диаграмм по данным методов ГК-НКТ, в то время как для пласта ПК 12 значения R<sup>2</sup>=0,512 соответственно, что может являться признаком нефтегазоносности. Для других пар параметров подобные закономерности не наблюдаются.

Корреляционные зависимости в системе «ГК-НКТ», сгруппированные по пластам, приведены на рисунках 3.18 – 3.20.

На данных рисунках, представленных диаграммами по методам ГК и НКТ, можно проследить, как сверху вниз свойства пород покрышек прогрессивно изменяются в сторону увеличения гамма активности, что в свою очередь говорит об увеличении глинистого материала в породах – покрышках и, соответственно, флюидоупорные свойства пород также становятся лучше.



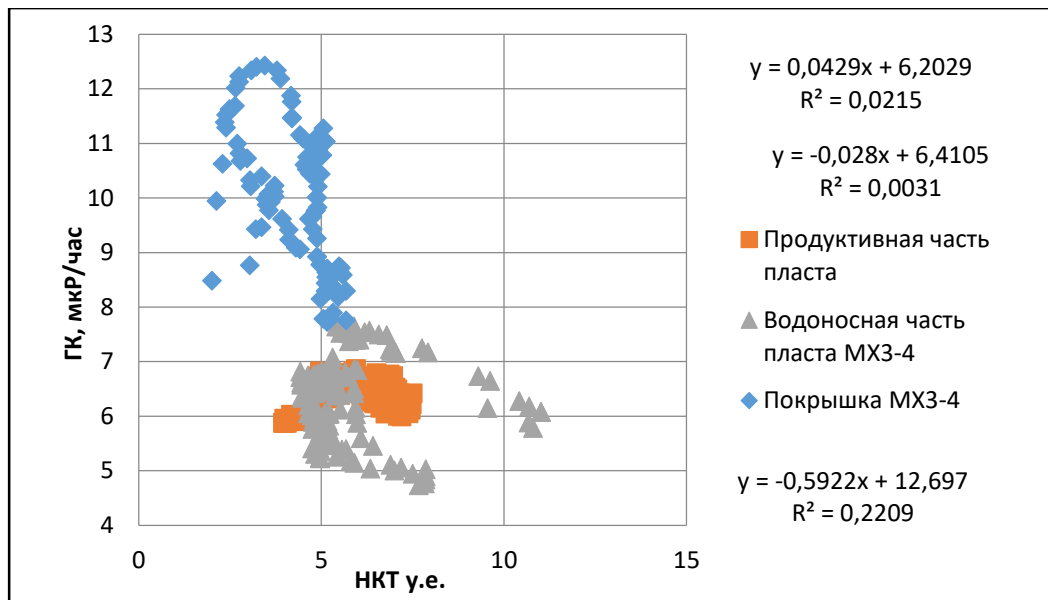


Рисунок (3.18 – 3.20) - Корреляционные зависимости между геофизическими параметрами интервалов разреза пластов ПК1-3, ПК12 и МХ3-4 (скв. 132)

Таблица 3.8 - Уравнения регрессии коэффициенты достоверностилинейной аппроксимации для покрышек пластов

Пласт	Часть пласта	Методы	Уравнение	R <sup>2</sup>
ПК 1-3	Покрышка	ГК/НКТ	$y = -0,7734x + 7,5096$	0,134
ПК12	Покрышка	ГК/НКТ	$y = -0,7978x + 12,97$	0,1482
МХ 3-4	Покрышка	ГК/НКТ	$y = -0,5922x + 12,697$	0,2209

Не трудно заметить, что коэффициент достоверности аппроксимации для покрышек также увеличивается сверху вниз по разрезу, от покрышки пласта ПК 1-3 до МХ 3-4, таким образом, можно сделать предположение, что R<sup>2</sup> находится в прямой связи с коэффициентом глинистости и соответственно флюидоупорными свойствами пластов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

### *О природе изменения радиоактивности пород-покрышек*

Судя по данным рис. 3.11 и табл. 3.5, и НКТ и ГК отражают глинистость, поскольку для всех интервалов разреза пласты в сравнении с покрышками имеют более высокие показания НКТ (меньшее водородосодержание) и более низкие – радиоактивности. Обратная зависимость между ГК и НКТ имеет место для пород покрышек (табл. 3.8, рис. 3.8), что, во-первых, соответствует общепринятой модели глинистости (увеличение ГК и уменьшение НКТ при возрастании глинистости), и, во-вторых, говорит о том, что глинистость внутри покрышек изменяется.

Итак, повышение глинистости — это увеличение радиоактивности (показаний ГК), водородосодержания (понижение показаний НКТ) и уменьшения электрического сопротивления (рис. 3.11, 3.8, табл. 3.4, 3.5).

В то же время изменение средних показаний ГК и НКТ по разрезу (рис. 3.11) показывает не обратные, а прямые взаимосвязи между этими параметрами: вниз по разрезу, от пласта ПК1-3 к пласту МХ3-4 растет и ГК, и НКТ. Причина этого может быть только в изменении минералогии (геохимии) глин, связанном с изменением условий их образования: в районе пластов ПК1-3 скорее всего преобладают монтмориллониты (пониженная радиоактивность и повышенное водородосодержание), а в районе пластов МХ3-4 – гидрослюды, обладающие большей радиоактивностью и меньшим водородосодержанием. Именно в районе пластов МХ3-4 оба параметра (НКТ и ГК) ведут себя более согласовано ( $R^2$  наибольший), и оценка глинистости разреза по обоим параметрам в комплексе является более достоверной.

Таким образом, сравнивать по параметру ГК качества глинистых покрышек между собой можно лишь для близлежащих пластов, т.е. ПК-12 (непродуктивный), и МХ3-4 (продуктивный). Низкое электрическое сопротивление и высокое водородосодержание являются сквозными признаками глинистости покрышек.

### *Выявленные закономерности*

1. Отдельные элементы разреза закономерно различаются по геофизическим признакам:

покрышки характеризуются более высокими значениями водородосодержания, электропроводности и радиоактивности по сравнению с пластами;

продуктивные части пластов отличаются от водоносных меньшим водородосодержанием, большим сопротивлением и (кроме ПК12) большей радиоактивностью.

2. Вниз по разрезу, от пласта ПК1-3 к пласту МХ3-4:

закономерно изменяется водородосодержание пород разреза и радиоактивность пород-покрышек: водородосодержание уменьшается, радиоактивность увеличивается (рис. 3.11, 3.8 - 3.20);

уменьшается степень различия между разрезами: пласт ПК1-3 (и его покрышка) наиболее обособлен (рис. 3.11, 3.8 – 3.20);

увеличивается различие в геофизических параметрах между пластами и покрышками (рис. 3.11, 3.18 – 3.20);

увеличивается теснота связи между показаниями ГК и НКТ для покрышек (рис. 3.8, табл. 3.8), а также сложность форм корреляционных зависимостей ГК-НКТ для пластов и покрышек (рис. 3.18 – 3.20).

3. Интервалы разреза, включающие продуктивные пласты, отличаются:

большими мощностями и высокими значениями электропроводности и водородосодержания *глинистых покрышек* (для пластов МХ и БУ также высокой радиоактивностью пород-покрышек);

более низкой радиоактивностью и более высоким сопротивлением, нарушением корреляционных зависимостей «ГК-НКТ» *нефтегазоносной части пласта* (табл. 3.7, рис. 3.11);

более высокими средними значениями и интервалами изменения электрического сопротивления и показаний НГК, нарушением корреляционной зависимости между этими параметрами *водоносной части пласта* (рис. 3.16).

Таким образом, проведенные исследования показывают, что в результатах геофизических исследований скважин содержится гораздо больше геолого-прогнозной информации, чем это принято считать. На продуктивность конкретного интервала разреза указывает не только геофизические особенности нефтегазонасыщенной части пласта, что очевидно, но и геофизическая характеристика его водоносной части, а также перекрывающих глинистых отложений. Информативными признаками продуктивности разреза являются не только средние значения геофизических параметров, что принимается при интерпретации геофизических данных, но и взаимоотношения между этими параметрами (наличие, знак и теснота корреляционных зависимостей).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Подсчет геологических запасов нефти, растворенного и свободного газа и конденсата Восточно-мессояхского и Западно-мессояхского месторождений,- М.,2005 г., 625 с.
2. Комплексование методов разведочной геофизики: Справочник геофизика /Под ред. В.В.Бродового, А.А. Никитина. – М.: Недра, 1984г.
3. Геофизические методы исследования / под ред. В.К. Хмелевского. - М.: Недра, 1988г.
4. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1987г.
5. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Г. Геофизические исследования в скважинах. М., Недра, 1982г.
6. Дахнов В.Н. “Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщение горных пород”. М., Недра, 1975г.

### **Нормативная литература:**

7. ГОСТ 12.1.003–15 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
8. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
9. ГОСТ 12.1.029-80 Средства и методы защиты от шума. Классификация
10. ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление
11. ГОСТ 12.1.038–82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
12. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
13. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»



14. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
15. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
16. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение
17. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
18. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
19. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).
20. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
21. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования
22. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, дополненное с исправлениями. Новосибирск – 2006.
23. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2001г.
24. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности
25. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель
26. ГОСТ 17.4.3.02-85 Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
27. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996 г.
28. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны