

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 21.05.03 Технология геологической разведки  
 Отделение геологии

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
<b>ДЕТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ОДНОЙ ИЗ СОЛЯНОКУПОЛЬНЫХ СТРУКТУР ЭМБИНСКОГО РАЙОНА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ (РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)</b>

УДК 553.982.239:550.83(574)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Тенизбаев Гани Сарсентайулы		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орехов А. Н.	К. Г.-М. Н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орехов А. Н.	К. Г.-М. Н		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева В.Н.	канд.ф.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белоенко Е. В.	канд.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В. В.	К. Г.-М. Н		

Томск – 2019 г.

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 21.05.03 Технология геологической разведки  
 Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Ростовцев В.В.  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
<b>3-2231</b>	<b>Тенизбаеву Гани Сарсентайулы</b>

Тема работы:

**Применение геофизических методов на стадии поисковых геологоразведочных работ с целью выявления локализации полиметаллического оруденения на участке «Перспективный» (Республика Казахстан)**

Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.04.2019 г. № 3415/С
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Материалы преддипломной геофизической практики, пройденной в ТОО «Актобенефтегеофизика» (г. Актобе, Республика Казахстан), а также опубликованная литература по теме проектирования.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение. Общие сведения об объекте исследования. Географо-экономический очерк работ. Краткая геолого-геофизическая изученность района. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. Стратиграфия. Тектоника. Магматизм. Полезные ископаемые и закономерности их размещения. Петрофизическая характеристика разреза. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. Основные вопросы проектирования. Обоснование объекта исследований. Физико-геологическая модель объекта исследований и задачи исследований. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса. Методические вопросы. Методика и техника полевых работ. Метрологическое обеспечение геофизических работ. Интерпретация геофизических данных. Специальная часть. Финансовый менеджмент. Социальная ответственность. Заключение.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Обзорная карта района работ. Схема сопоставления геофизических методов. Априорная ФГМ объекта исследования. Структурная карта. Модульная аппаратура радиоактивного каротажа МАРК-1. Модуль ГГК-2. Метод TLC. Модуль НК-2 Каротажный регистратор «Гектор». Измерительный панель УЗБА-21. Модуль быстрого АЦП. Аппаратура акустического каротажа МАК-2. Каротажный прибор ДРСТ-2. АК. ГК. КС. ПС. ГГК-П. НГК. ИК. Кавернометрия. Инклинометрия.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Геологическая часть</p>	<p>Орехов А. Н.</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Фадеева В. Н.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Белоенко Е. В.</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	


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

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орехов А. Н.	К. Г.-М. Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Тенизбаев Гани Сарсентайулы		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 126с., 21 рис., 14 табл., 23 источников, 4 прил.

Ключевые слова: Эмбинское месторождение, карбонатные коллектора, акустический каротаж широкополосный, методика работ, интерпретация, схема сопоставления.

Объектом исследования является перспективное месторождение нефти в пределах Косчагылского района Республики Казахстан и Каратонского района Атырауской области.

Цель работы: изучение карбонатных коллекторов солено-купольных отложений на площади Эмбинское.

В процессе исследования проводились: анализ геолого-геофизической изученности района, изучение его геологического строения, анализ результатов ранее проведенных геофизических исследований на участке обоснования.

Основные результаты исследования: выполнен проект на проведение комплекса геофизических исследований для решения следующих задач:

- 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.

Степень внедрения: нет.

Область применения: проведение оптимального комплекса геофизических исследований для решения поставленных задач на Эмбинской площади месторождения нефти.

Экономическая эффективность/значимость работы: определены условия выполнения геологических задач при минимальных экономических затратах.

## **Определения, обозначения, сокращения**

Геофизические исследования скважин (ГИС) — комплекс методов разведочной геофизики, используемых для изучения свойств горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах

PZ – палеозой;

D – девонская система

C – каменноугольная система

P – пермская система

ФГМ – физико-геологическая модель.

ПИ - полезное ископаемое

АК – акустический каротаж

БК – боковой каротаж

ГИС – геофизические исследования скважин

ГК – гамма-каротаж

НГК – нейтронный гамма-каротаж

НК – нейтронный каротаж

ПС – потенциал собственной поляризации

РК – радиоактивный каротаж

УВ – углеводороды

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ВНК – водонефтяной контакт

ГГК – гамма-гамма-каротаж

$\Delta t$  – интервальное время пробега продольной волны

Кгл – коэффициент объёмной глинистости

Сгл – коэффициент массовой глинистости

МКТ – Межкарбонатная толща

КТ – Карбонатная толща

Q – Четвертичная система

АЦП – Аналого-цифровой преобразователь

УЭС – Удельное электрическое сопротивление



ВВЕДЕНИЕ .....	11
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ .....	12
1.1. Географо-экономический очерк работ .....	12
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность участка работ.....	13
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	18
2.1 Стратиграфия и литология разреза .....	18
2.2 Тектоника.....	26
2.3 Нефтегазоносность .....	29
2.4 Геофизическая характеристика.....	32
2.5 Сейсмогеологическая характеристика.....	37
3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	42
4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	49
4.1 Задачи геофизических исследований	
4.2 Обоснование объекта исследований .....	50
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования .....	52
4.3.1 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса .....	53
5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ .....	57
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	57
5.2 Интерпретация геофизических данных .....	72
6 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	91
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	97
7.1 Характеристика предприятия.....	97
7.2 Организационная структура компании .....	98
7.3 Виды и объём проектируемых работ .....	99
7.4 Расчет сметной стоимости проекта .....	101
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	106
ВВЕДЕНИЕ .....	106

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	107
8.2 Производственная .....	108
8.2.1 Анализ опасных факторов и мероприятий по их устранению .....	109
8.2.2 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению .....	112
8.2 Экологическая безопасность .....	116
8.2.1 Защита .....	116
8.2.2 Защита гидросферы .....	116
8.2.3 Защита недр и лесных угодий .....	117
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	118
Вывод .....	120
Заключение .....	121
Список использованной литературы .....	122

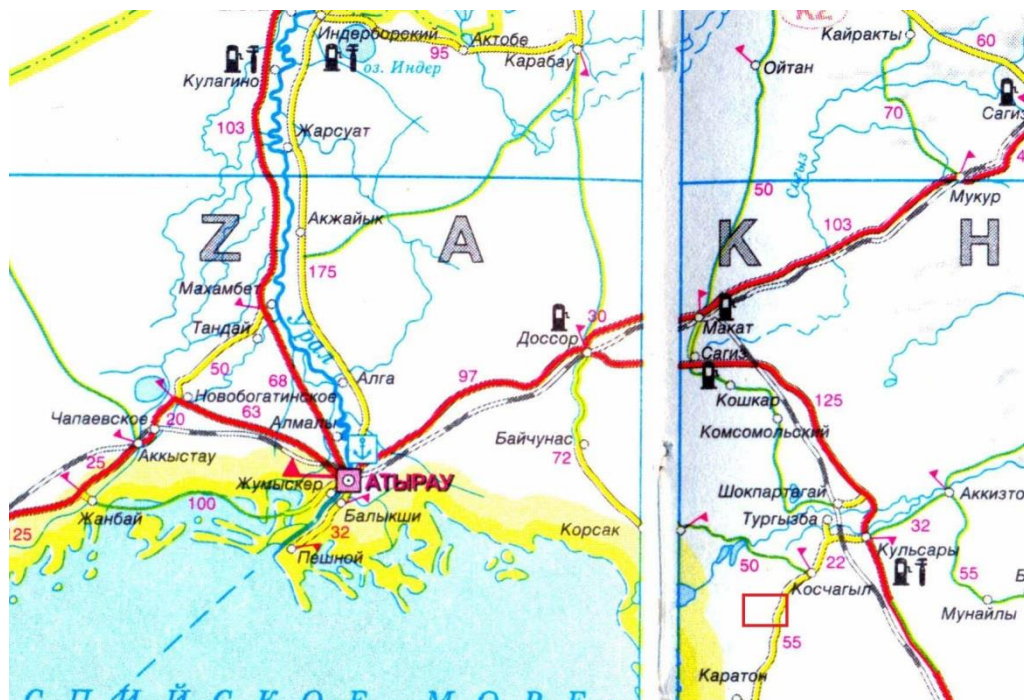
## **ВВЕДЕНИЕ**

Прикаспийская впадина обладает огромным нефтегазовым потенциалом. Здесь известно более 100 месторождений углеводородов, из них около четверти связаны с подсолевыми отложениями. Карбонатным отложениям подсолевого комплекса приурочены крупнейшие месторождения нефти и газа – Тенгиз, Карачаганак, Астраханское и др. Немаловажную экономическую роль играют и месторождения, связанные с надсолевым комплексом отложений. Привлекательность их объясняется небольшой глубиной залежей и высоким качеством нефти. Именно с разработки таких месторождений началась столетняя история нефтяной промышленности Казахстана.

# 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

## 1.1. Географо-экономический очерк работ

Площадь работ расположена на юге Прикаспийской низменности. Южная часть участка ограничена береговой линией Каспийского моря. В административном отношении площадь работ относится к Атырауской области Республики Казахстан. (Рисунок 1.1)



**Условные обозначения:**

 Участок выполняемых работ

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

В геологическом отношении Эмбинский нефтяной район расположен в южной приморской части Прикаспийской впадины. Прикаспийская впадина является одной из уникальных геологических провинций Казахстана.

В орографическом отношении Эмбинский нефтяной район месторождения находится в пределах Предуральского плато и представляет собой всхолмленную равнину, расчлененную балками и оврагами. К северо-западной части района примыкают барханные пески.

Климат района резко континентальный с сухим жарким летом (максимальная температура воздуха в июле до +43°C) и холодной зимой (минимальная температура в январе и феврале до -45°C). Основное количество осадков выпадает зимой, среднегодовое количество их редко превышает 200 мм. Глубина промерзания почвы до 1,5-1,8м. Сильные ветры восточного и северо-восточного направлений летом часто вызывают суховеи, песчаные бури, а зимой снежные бураны.

Растительный покров района бедный. Травяной покров, представленный ковылем, полынью и различными злаками, обилен весной, к лету он выгорает. Животный мир также небогат, представлен, в основном, колониями грызунов. Из травоядных водятся сайгаки; из пернатых – орлы; ястребы; из пресмыкающихся ужи; степные гадюки; встречаются волки, лисы и зайцы.

Население района занято в нефтедобывающей промышленности и геологоразведочных работах, а также в сельском хозяйстве.

В районе месторождения широко распространены строительные материалы, такие как глина, песок, суглинки.

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

Ранее в районе проектируемых работ и близлежащих площадях сейсмические исследования проводили Актюбинская геофизическая экспедиция (АГФЭ), Турланская геофизическая экспедиция (ТГЭ) и «Эмбаунайтеофизика» (ЭМГФ). Бурение проводили ПО "Актюбенефтегеология" и УБР ПО "Актюбинскнефть".

Плотность сети проведенных исследований низка, кратность перекрытия ОГТ не более 24 и характеризуется низким соотношением сигнал - помеха. Улучшение соотношения сигнал-помеха наблюдается в исследованиях кратностью 48, проведенных «АГФЭ», ПО "Эмбаунайтеофизика" на соседних площадях.

Геологическое картирование Прикаспийской впадины начато с довоенного времени. На перспективных площадях Эмбинского нефтяного

района проводились детальные съемки масштаба 1:25 000. Позже Аэрогеологическим трестом велось планомерное полистное картирование всей территории впадины в масштабе 1:200 000, в результате которого составлены геологические карты со снятым плиоцен-четвертичным покровом. В 1980 году объединением «Аэрогеология» на основе съемок масштаба 1:200000 и крупнее была издана геологическая карта масштаба 1:500000. В отличие от сейсмических материалов геологическая карта дает представление о строении только верхней части разреза, но так как в содах многих куполов под плиоцен–четвертичный покров выведены отложения кунгура, геологическая карта оказалось полезной для привязки результатов моделирования соленосной толщи, особенно в западной части площади, где сейсмические работы не проводились.

Сейсмическое исследования являются основным, ведущим, методом изучения геологического строения Прикаспийской впадины. Сейсморазведка в этом регионе проводится более полувека. До середины 70-ых годов исследования велись, в основном, по методике МОВ. Достаточно уверенно прослеживались отражения от кровли соли в сводах куполов и подошвы неокома (горизонт III). Менее надежная информация была получена о подошве юрских отложений (горизонт V) и о первом подсолевом горизонте (П1) . Отражения от кровли соли (горизонт VI) прослеживались лишь в сводах куполов. Сейсмические исследования проводились, в основном, с целью поисков нефтеперспективных структур в надсолевой толще отложений.

Со середины 70-х годов начаты работы методом ОГТ, что значительно повысило информативность сейсморазведки. Этот метод увеличил глубинность исследований, обеспечил более надежные структурные построения по основным отражающим горизонтам, и позволил выполнять сеймостратиграфический анализ сейсмогеологических комплексов. Такими исследованиями перекрыты практически все площади съемок МОВ. Густота сети позволила составить достоверные структурные карты на всю территорию впадины в масштабе 1:200000. По перспективным площадям выполнялись сейсмические съемки,

обеспечивающие составление карт масштаба 1: 100000 и 1: 50000. Такие работы выполнены на площади дипломного проектирования.

Новым скачком в повышении информативности сейсморазведки является широкое внедрение методики 3D при изучении месторождений УВ и на перспективных участках.

Таблица 1-Геофизическая изученность

	Наименование работ	Организация, год	Краткие результаты
	Детальные сейсмические работы МОГТ на площадях Локтыбай, Кумкудукоба, Жанатан, Кунгурское и др.	с/п 3/75 и 4/75 АГФЭ 1975	Подготовлено по горизонту П <sub>2</sub> к глубокому бурению поднятие Жанажол
	Поисковые сейсмические работы МОГТ на площадях Шенгельпи, Темирской, Остансукской и др.	С/п 18-19/78-79, 5-6/79 и 3-4/79 АГФЭ 1978-1979	Уточнено местоположение, размеры подсолевых поднятий
	Поисковые сейсмические работы МОГТ	С/п 8/78-80, 65/78-80 ТГЭ	Подготовлено к глубокому бурению поднятие Южный Мортук
	Поисковые сейсмические работы МОГТ	С/п 2-5/81, АГФЭ	Уточнено геологическое строение подсолевого поднятия Южная
	Детальные сейсмические работы МОГТ	С/п 6/90, Эмбанефте геофизика	Построены структурные карты на площадях Бозоба-Жагабулак, Жанажол
	Детальные сейсмические работы МОГТ	С/п 6/93, Эмбанефте геофизика	Построены структурные карты на площадях Мортук, Жагабулак, Эмбинское
	Гравиразведочные работы	(СГП) 1974/1979	Отчетные карты на площадях Жагабулак, Эмбинское

Гравиразведочные работы. Пониженная плотность соленостных отложений и значительный амплитуды соляных куполов обусловили отображение этих структур в гравитационном поле интенсивными аномалиями, связь которых с солянокупольными структурами устанавливается практически однозначно. Это издавна используется при изучении геологического строения Прикаспийской впадины.

Вся площадь региона заснята гравиметрическими съемками масштаба 1:200 000 и крупнее и только незначительная ее часть в пределах акватории Каспийского моря – съемкой масштаба 1:500 000 (рис 2). Ниже приводится краткая характеристика гравиметрических съемок.

Съемка масштаба 1: 500 000 выполнена по сети 10 x 10 км со средней квадратической ошибкой определения, аномалий силы тяжести -  $\pm 0.53 - \pm 0.62$  мГал. Отчетная карта составлена в масштабе 1: 500 000 с сечением 5мГал. Съемками масштаба 1: 200 000 изучена вся суша Прикаспийской впадины в период в 1954-1979гг. Измерения выполнялись по сети 1 пункт на 4-6 кв.км с точностью определения аномалий, аномалий силы тяжести  $-\pm 0.21 - \pm 0.75$ мГал. Отчетные карты составлены в масштабе 1:200 000 с сечением 2-4мГал. Съемкой масштаба 1: 100 000 изучена большая часть акватории Каспийского моря. Здесь густота сети измерений составила 1 пункт на 1-6 кв.км., а точность определения аномалий силы тяжести -  $\pm 0.24 - \pm 0.63$  мГал. Отчетные карты составлены в масштабе 1:100 000 с сечением 0.5-2 мГал. Съемками масштаба 1:50 000 перекрыто 75% съемок масштаба 1: 200 000. Густота сети большей части этих съемок 1.0 км на 0.5 км, а точность аномалий силы тяжести  $-\pm 0.06 - \pm 0.23$ мГал. Отчетные карты составлены в масштабе 1:50 000 с сечением 0.2,0.25,0.5 мГал.

Для методического руководства гравиметрическими работами в Казахстане функционирует Специализированное гравиметрическое предприятия (СГП). В задачи СГП входит контроль за качеством гравиметрических съемок, эталанирование гравиметров, совершенствование методики интерпретации гравитационного поля. В этом предприятии выполнены работы по составлению и подготовки изданию гравиметрических карт масштаба 1:200 000 на всю территорию Республики Казахстан. В состав предприятия входит группа интерпретации, которая выполняет работы по заданию Комитета Геологии, а также выполняет подобные работы по заказом недропользователей.

Вся площадь дипломного проектирования изучена гравиразведкой масштаба 1:50000 по сети 1км на 0,5 км.



В завершение анализа геофизической изученности отметим следующее. Информативность сейсмических исследований в последние годы возросла многократно, уверенно картировать соль удастся лишь в сводовых частях куполов. Если используются материалы по сейсморазведочным профилям, отработанным с использованием устаревших технологий, то возможны ошибки выделения на сейсмических разрезах отражений от кровли соли даже при относительно неглубоком ее залегании.

## 2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

### 2.1 Стратиграфия и литология разреза

В результате проведенных поисково-разведочных работ на Эмбинском районе Прикаспийской впадины глубокими скважинами вскрыты отложения от нижнекаменноугольных до четвертичных систем включительно.

Литолого-стратиграфическое расчленение разреза выполнено с использованием результатов палеонтологических и литологических исследований, а также каротажных диаграмм глубоких скважин.

**Каменноугольная система-С** представлена всеми отделами: нижним (визейский и серпуховский ярусы); средним (башкирский и московский ярусы); верхним (касимовский и гжельский ярусы).

*Нижний отдел  $C_1$ , Визейский ярус- $C_{1V}$*

Наиболее древними отложениями, вскрытыми на Эмбинском районе Прикаспийской впадины являются карбонатно-терригенные осадки окского надгоризонта верхне-визейского подяруса нижнекаменноугольной системы. Отложения этого возраста вскрыты тремя скважинами П-1, 2, 3 и по литологическим признакам делятся на две толщи: нижняя-терригенная и верхняя-карбонатная. Литологически осадки терригенной части представлены темно – серыми аргиллитами с подчиненными прослоями песчаников, алевролитов и реже темно – серых известняков.

Аргиллиты серые, субгоризонтальнослоистые, плотные, алевролитистые, с включениями растительного детрита. Песчаники и алевролиты серые, темно-серые, мелкозернистые, участками глинистые, цемент пород порово-пленочный, неравномерный, глинистый.

Известняки светло-серые, глинистые, участками водорослево-фораминиферовые со стилолитовыми швами, с редкими прослойками аргиллитов. На основании микрофаунистических анализов вмещающие породы

отнесены к верхневизейскому подъярису окского надгоризонта. Вскрытая толщина терригенной толщи на площади составляет 85 м.

Карбонатная толща, которая слагает нижнюю часть КТ-II, литологически сложена известняками темно-серыми, скрытокристаллическими, участками доломитизированными. Встречаются прослои алевролитовых пород. Толщина карбонатной части разреза верхневизейского подъяруса около 120-122 м  
*Серпуховский ярус - C<sub>1s</sub>*

Отложения серпуховского яруса без видимого несогласия залегают на окских отложениях верхневизейского подъяруса. Они вскрыты в скважинах П-1, 2, 3 и литологически представлены известняками. Известняки от светло-серых до темно-серых, коричнево-серые, массивные, трещиноватые. В скважинах П-3, 2, обнаружены многочисленные фаунистические остатки, которые позволили расчленить отложения серпуховского яруса. Толщина карбонатной части разреза, в основном не меняется и составляет: таррусского – 133-148м, стешевского –71-85м и протвинского 107-126м.

*Средний отдел – C<sub>2</sub>*

Отложения среднего отдела вскрыты многочисленными скважинами в составе башкирского и московского ярусов.

*Башкирский ярус - C<sub>2b</sub>*

Отложения башкирского яруса выделяются в составе нижнего и верхнего подъярусов .

*Нижнебашкирский подъярус - C<sub>2b1</sub>*

Нижнебашкирский подъярус в составе краснополянского, северокельтменского горизонтов представлен известняками светло-серыми, прослоями темно-серыми, кристаллическими, с прослоями желвакоподобных доломитизированных известняков, состоящих из оолитов изометричной формы, в нижней части разреза встречаются прослои глинистых известняков. Бурением вскрыты доломитизированные фораминиферово-водорослевые известняки. Палеонтологическими данными отложения нижнебашкирского подъяруса

подтверждены в разрезах скважин П-1, 2 и 3. Толщина отложений нижнебашкирского подъяруса колеблется от 155 до 197м.

*Верхнебашкирский подъярус - C<sub>2</sub>b<sub>2</sub>*

Верхнебашкирский подъярус в составе черемшанского горизонта палеонтологическими данными подтвержден в разрезах скважин №1, №2 и №3. Представлен известняками светло-серыми, органогенно-детритовыми, трещиноватыми, участками мелко-псевдооолитовыми, интенсивно доломитизированными. Органические остатки представлены криноидеями, фораминиферами, трубчатыми водорослями, створками микрофауны. Толщина отложений верхнебашкирского подъяруса достигает до 172м.

*Московский ярус - C<sub>2</sub>t*

Отложения московского яруса выделяются в составе нижнего и верхнего подъярусов.

*Нижнемосковский подъярус - C<sub>2</sub>t<sub>1</sub>*

Нижнемосковский подъярус по палеонтологическим определениям в составе верейского и каширского горизонтов вскрыт почти всеми скважинами на площади. Литологически данный подъярус представлен известняками с редкими прослоями терригенных пород и заглинизированных известняков. Известняки светло-серые, серые, органогенно-детритовые, содержат включения окатанных обломков створок микрофауны, участками массивные, с прослоями аргиллитов в верхней части разреза.

Аргиллиты темно-серые, горизонтально-тонкослойчатые, с отпечатками створок макрофауны.

Толщины горизонтов нижнемосковского подъяруса составляют: верейского –150-187м, каширского – 160-197м, на южном своде толщина их несколько увеличивается и достигает 271м.

Отложения, начиная от окского надгоризонта верхнего визе по каширский горизонт нижнемосковского подъяруса включительно, образуют «нижнюю карбонатную толщу» пород или КТ-II. Отложения КТ-II с учетом их литолого-фациальной особенности формировались в условиях мелководного

шельфа. Изменения этих условий отразились на составе слагающих пород, степени коррелируемости разрезов скважин.

*Верхнемосковский подъярус - C<sub>2</sub>m<sub>2</sub>*

Верхнемосковский подъярус, представлен подольским и мячковским горизонтами.

Подольский горизонт в свою очередь, подразделяется на две толщи: нижнюю терригенную и верхнюю карбонатную. Терригенная толща, которая составляет основу межкарбонатной толщи (МКТ) представлена аргиллитами с прослоями алевролитов и песчанников, реже с прослоями известняков.

Аргиллиты преимущественно темно-серые, сильно известковистые, неравномерно алевролитистые, тонкослойчатые, пиритизированные, битуминозные, с обугленным растительным детритом.

Алевролиты и песчаники темно-серые, мелкозернистые, полимиктовые, известковистые, глинистые, неравномерно алевролитистые, слоистые, на поверхностях наслоения – скопления битуминозного вещества и растительного детрита, содержат мелкие обломки карбонатных пород.

Известняки темно-серые, тонко- и мелкокристаллические, интенсивно пиритизированные, неравномерно битуминозные, прослоями глинистые, с включениями многокамерных фораминифер и водорослей.

Отложения межкарбонатной толщи (МКТ) на каротажной диаграмме характеризуются на контактах с карбонатными породами снижением электрического сопротивления пород до 5-10 ом, возрастанием гамма-активности до 8-10 мкр/час и низкими значениями на диаграммах НГК. Толщина межкарбонатной толщи (МКТ) подольского горизонта колеблется от 500 м до 674 м .

Карбонатная часть разреза подольского горизонта, представленная в основном, известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, прослоями микрокристаллическими, плотными, крепкими, имеет толщину от 72 до 96 м и составляет нижнюю часть первой карбонатной толщи (КТ-I).

Мячковский горизонт, входящий в состав верхнемосковского подъяруса, вскрыт всеми скважинами на месторождении и представлен известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, тонко- и скрытокристаллическими, с редкими прослоями доломитов и аргиллитов. Основная масса известняков сложена органическими остатками. Толщина горизонта колеблется от 21м (скв. 24) до 25 м.

*Верхний отдел - C<sub>3</sub>*

Отложения верхнекаменноугольной системы представлены в составе касимовского и гжельских ярусов.

*Касимовский ярус- C<sub>3k</sub>*

Отложения касимовского яруса представлены известняками от светло-серых до темно-серых, органогенно-обломочными, доломитизированными, трещиноватыми. В верхней части разреза увеличивается терригенная составляющая в форме примеси в известниках, а также прослоев аргиллитов и алевролитов. Толщина отложений касимовского яруса изменяется от 137м до 215м.

*Гжельский ярус- C<sub>3g</sub>*

Гжельский ярус имеет ограниченное распространение, он выделяется на основании фораминиферовых и конодонтовых комплексов в разрезах скважин П-1, 2, 3, в остальных разрезах – по сопоставлению. Литологически разрез яруса преимущественно карбонатный, при этом в верхней части доля их уменьшается за счет замещения терригенными породами, с полным замещением на северном своде структуры. Известняки серые, темно-серые, мелкокристаллические, плотные, с прослоями в верхней части разреза аргиллитов и алевролитов. Толщина отложений гжельского яруса не превышает 159м. Таким образом, карбонатные отложения от верхней части подольского горизонта верхнемосковского подъяруса по гжельский ярус включительно образуют верхнюю карбонатную толщу или КТ-I.

На каротажных диаграммах отложения КТ-I характеризуются высоким электрическим сопротивлением, достигающим порой до 80 Ом, низкой гамма

активностью и повышенными значениями на диаграммах НГК против плотных слабопроницаемых пластов.

Таким образом, для продуктивной части разреза площади исследований можно сделать заключение о том, что в литологическом отношении карбон на месторождении делится на: нижнюю карбонатную толщу (КТ-II), межкарбонатную толщу (МКТ) и верхнюю карбонатную толщу (КТ-I).

Нижняя карбонатная толща (КТ-II) представлена известняками с редкими прослоями терригенных пород верхней части верхневизейского подъяруса, серпуховского яруса нижнего карбона, башкирского яруса и нижнемосковского подъяруса среднего карбона. Толщина КТ-II колеблется от 1010 до 1160 м.

Межкарбонатная толща (МКТ) представлена аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников, реже с прослоями известняков подольского горизонта верхнемосковского подъяруса среднего карбона. Толщина межкарбонатной толщи колеблется от 500 до 674 м.

Верхняя карбонатная толща (КТ-I) представлена известняками с редкими прослоями доломитов, аргиллитов и алевролитов верхней части подольского горизонта и мячковского горизонта верхнемосковского подъяруса среднего карбона, касимовского и гжельского ярусов верхнего карбона. Толщина КТ-I колеблется от 232 до 615 м.

### ***Пермская система –Р***

Пермская система представлена нижним и верхним отделами.

#### ***Нижняя пермь – Р<sub>1</sub>***

Нижний отдел перми представлен терригенными отложениями ассельского яруса и гидрохимическими осадками кунгурского яруса, которые трансгрессивно перекрывают различные стратиграфические слои каменноугольных отложений.

#### ***Ассельский ярус – Р<sub>1</sub> а***

Отложения ассельского яруса сложены аргиллитами, алевролитами и песчаниками, встречаются прослои ангидритов и конгломератов. Возрастная принадлежность определена фораминиферами и конодонтовыми комплексами в

скважинах 2, 3, 1 и др. Толщина их колеблется от 17м до 534м. На каротажных диаграммах терригенные отложения (песчаники, алевролиты) характеризуются повышенным сопротивлением –25-30 Омм, а гамма –активность достигает 6-10мкр/час.

#### *Кунгурский ярус- P<sub>1k</sub>*

Отложения кунгурского яруса делятся на три толщи: нижнюю - терригенно-сульфатную, среднюю - галогенную и верхнюю сульфатно-терригенную. Совместно с терригенной толщей ассельского яруса они служат в качестве флюидоупорной крышки для залежей углеводородов. Нижняя - терригенно-сульфатная, представлена переслаиванием аргиллитов и ангидритов с прослоями каменной соли, толщина их от 5 до 64м; средняя галогенная толща представленная каменной солью с прослоями терригенных пород толщиной от 243 до 1700м верхняя сульфатно-терригенная, литологически сложенная ангидритами и аргиллитами, с прослоями алевролитов, толщиной от 8 до 115м Максимальная вскрытая толщина осадков кунгурского яруса на месторождении составляет 1717м.

На каротажной диаграмме отложения кунгура характеризуются возрастанием электрического сопротивления до 75-1000омм, снижением гамма активности до 2мкр/час, на диаграммах НГК против каменной соли наблюдаются высокие значения интенсивности вторичного гамма –излучения.

#### *Верхняя пермь P<sub>2</sub>*

Отложения верхней перми в составе уфимского, казанского и татарского ярусов представлены переслаиванием терригенных пород: глин, аргиллитов, алевролитов, мелкогалечниковых конгломератов с отдельными прослоями ангидритов и каменной соли. Вскрытая толщина верхнепермских отложений колеблется от 73 до 792м.

#### *Мезозойско-кайнозойская группа MZ - KZ*

Мезозойские и кайнозойские отложения вскрыты в составе триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем и литологически



представлены чередованием толщ песчано-глинистых пород различной окраски. Общая толщина этих отложений колеблется от 642 до 1207 м.

### Четвертичная система – Q

Отложения четвертичной системы толщиной (2-7м) повсеместно перекрывают отложения палеогена, мела, и представлены суглинками и супесями.

ГРУППА	СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	ГОРИЗОНТ	ГЛУБИНА	ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ КОЛОНКА	ТОЛЩИНА, м	КРАТКАЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ПРИУРОЧНОСТЬ СЕЙСМ. ГОРИЗОНТА		
МЕЗОЗОЙСКАЯ	Р	Р <sub>1+2</sub>					0-40	глины			
		Р <sub>3</sub>					30-170	глины известковистые			
	юр-ская	нижний J <sub>1+2</sub>					40-320	пески с прослоями глин	III		
		J <sub>1+2</sub>					80-390	пески, глины и песчаники	V		
	Т	T <sub>1</sub>					0-320	глины, пески и песчаники			
ПАЛЕОЗОЙСКАЯ	пермская	верхний	кунгурский				0-790	глины, пески, песчаники, алевролиты с прослоями конгломератов	VI		
							250-1800	каменная соль с прослоями алевролитов, реже песчаников, алевролитов и ангидритов			
		нижний	P <sub>1as</sub>					0-535	аргиллиты с прослоями алевролитов и песчаников	П <sub>1</sub> П <sub>2</sub> <sup>c</sup>	
	каменноугольная	верхний						0-160	известняки, доломиты с прослоями аргиллитов и песчаников		
								160-215	известняки, доломиты с прослоями аргиллитов и песчаников		
		средний	московский		мячковский				20-145	известняки, доломиты	П <sub>2</sub> <sup>r</sup>
					подольский				70-100	известняки, доломиты	
					кашпрский				430-690	аргиллиты с прослоями алевролитов, песчаников, известняков	
			башкирский		верейский				190-270	известняки с редкими прослоями терригенных пород	П <sub>2</sub>
					черемшанский				150		П <sub>2</sub> <sup>n</sup>
					яснополянский				110-170		
		нижний	серпуховский		протвенский				160-200		
стешевский							100-125				
тарусский							70-85				
визейский			венецкий				130-150				
							120				
							83	аргиллиты с прослоями песчаника и алевролитов	П <sub>2</sub> <sup>i</sup>		

Рисунок 2.1 - Литолого-стратиграфический разрез Эмбинского района Прикаспийской впадины

## 2.2 Тектоника

Эмбинский район Прикаспийской впадины в региональном плане относится к восточной прибортовой тектонической зоне Прикаспийской впадины со сложным геологическим строением. Главным геоструктурным элементом восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины является Жаркамыско – Енбекское поднятие, входящее в состав Актюбинско – Астраханской системы поднятий. Характерной особенностью геологического развития региона в докунгурское время являлось длительное некомпенсированное опускание территории, вызванное, вначале развивающейся Уральской геосинклинальной областью, а позже в верхнем палеозое – формированием Уральской складчатой системы, приведшей в начальный период к накоплению песчано - глинистых образований раннего и среднего палеозоя толщиной 4,5–7,5км, расположенных между сейсмическими горизонтами «Ф» и  $\Pi_2$ .

Затем продолжалось накопление карбонатных пород верхнего визе – каширского горизонта, находящимися между сейсмическими горизонтами  $\Pi_2^1$ , и  $\Pi_2$ , карбонатные породы верхнего визе – каширского горизонта продолжали накопление до смены их терригенными породами подольского яруса, между горизонтами  $\Pi_2$  и  $\Pi_2^T$ .

Подсолевое поднятие Эмбинского района Прикаспийской впадины располагается в пределах Жаркамыско-Енбекского поднятия, одним из особенностей которого является развитие мощных карбонатных массивов, которые в свою очередь осложнены поднятиями брахиантиклинального типа.

По данным сейсморазведки (АГЭ, с/п 11-12/87-90, рис. 4) поднятие Эмбинское по кровле верхней карбонатной толщи КТ-I (отражающий горизонт  $\Pi_2^c$ ) представляет собой брахиантиклинальную складку меридионального простирания. По наиболее глубокой замкнутой изогипсе – 2200 м размеры структуры составляют 16 x 5 км, амплитуда – 600 м. Сводовая часть структуры обособляется тремя изогипсами – 1600 м, -1700 м, -1800 м. В западной части

поднятия ограничено тектоническим нарушением субмеридионального простирания с амплитудой 300 м на юге и 500 м и более на северной части.

По данным бурения поднятия по кровле КТ-I (рис. 7) представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального направления, сводовая часть которого оконтуривается изогипсой – 1600 м. Размеры структуры в пределах замкнутой изогипсы – 1750 м составляют 5,2 x 2,6 км при амплитуде 250 м. Поднятия с запада ограничено тектоническим нарушением субмеридионального простирания, подсеченным скважинами 11,12, 3, 22. Толщина отложений КТ-I в северной периклинальной части составляет около 300 м (скв.20) и наблюдается постепенное увеличение ее к южной периклинали поднятия, где она достигает 500 м (скв. 5) и выше.

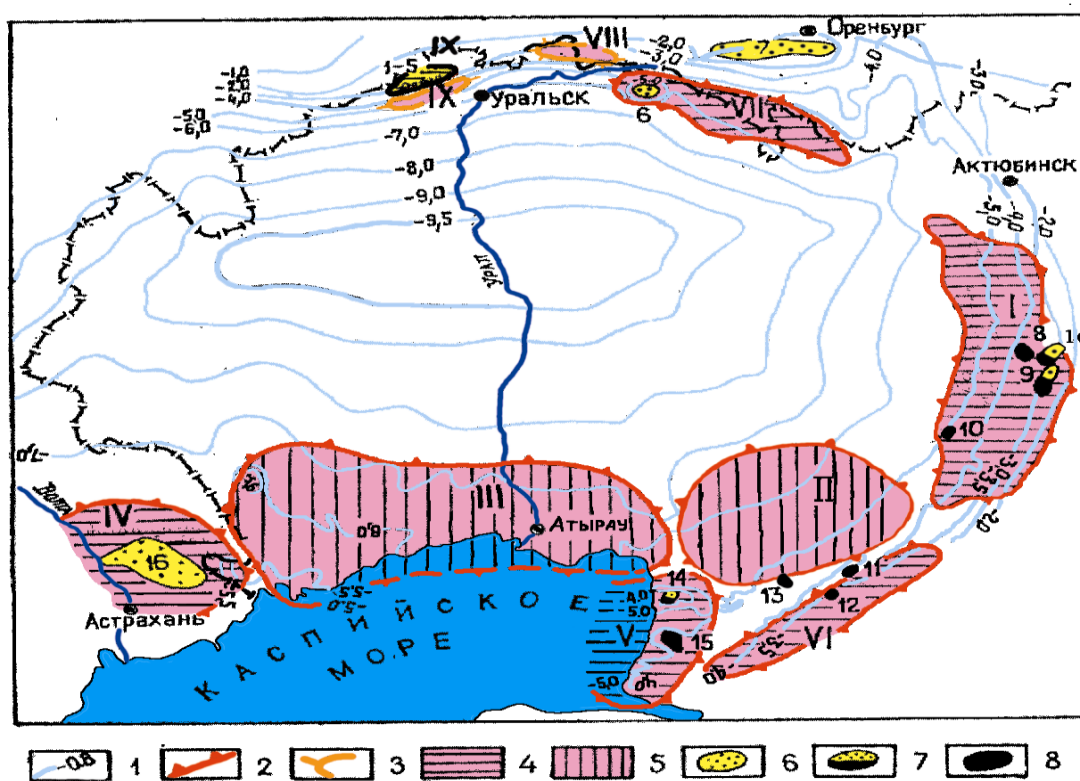


Рисунок 2.2- Обзорно-тектоническая карта Прикаспийской впадины

1—изогипсы по отражающему горизонту П<sub>1</sub>; 2—контуры крупных положительных структурных элементов (I-Жаркамыско-Енбекское поднятие; II-Биикжальский свод; III-Северо-Каспийский свод; IV-Астраханский свод; V-Приморское поднятие; VI - Южно-Эмбинское поднятие; VII - Карачаганакско-

Троицкая зона поднятий); 3- контуры средних положительных структурных элементов (VIII-Кошинский, IX - Деркульский вал); 4 - доказанные- зоны нефтегазонакопления; 5 - предполагаемые зоны нефтегазонакопления; 6 - газовые и газоконденсатные месторождения (1 - Токаревское; 2- Гремячинское: 3 - Восточно-Гремячинское; 4 - Западно-Тепловское; 5- Тепловское; 6 - Карачаганакское; 7 - Оренбургское; 16 - Астраханское); 7 - газонефтяные месторождения (9 - Жанажольское; 14 - Тажигали); 8 - нефтяные месторождения (8 - Кенкиякское; 10 - Каратобинское; 11 - Шолькара: 12 - Тортайское; 13 - Улькентобе Ю.-3.; 15 - Тенгизское; 16-Алибекмолинское

По кровле нижней карбонатной толщи (КТ-II), залегающей на 500-600 м ниже КТ-I, поднятие Эмбинское по материалам сейсмических работ представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания с южной и северной вершинами. Южная вершина локализована предельно замкнутой изогипсой – 3100 м, с размерами 10 x 4 км. Свод вершины оконтуривается наиболее приподнятой изогипсой – 2500 м. Амплитуда южной вершины 600 м. При этом юго-западная периклинальная часть структуры оборвана тектоническим нарушением субмеридионального простирания, с амплитудой около 300 м.

Северная вершина, по сравнению с южной, структурно менее выражена и свод ее оконтурен единственной изогипсой – 2900 м. Размеры ее по этой же изогипсе составляют 3,5 x 1,0 км, амплитуда более 200 м.

По данным бурения (рис. 2.2) поднятие Эмбинское по кровле нижней карбонатной толщи (КТ-II) представляет собой приразломную брахиантиклинальную структуру меридионального простирания, осложненную двумя локальными вершинами: южным и северным. Сводовая часть южной вершины оконтуривается изогипсой – 2700 м, размеры ее в пределах замкнутой изогипсы – 2950 м составляют 7,8 x 3,0 км, амплитуда свыше 300 м. Свод северной вершины имеет несколько уплощенный вид и оконтуривается двумя изогипсами – 3200 м и 3300 м. В целом поднятие оконтуривается изогипсой – 3100 м и протягивается с юга на север до 18 км. С запада поднятие ограничено

тектоническим нарушением субмеридиального простирания, подсеченным скважинами 1, 2, 3, амплитуда смещения пород возрастает с севера на юг соответственно с 200 м до 500 м.

Таким образом, до проведения сейсмических работ 3Д геологическая модель Эмбинского района была представлена в вышеописанном виде.

По материалам 3Д сейсмической съемки, выполненной ОАО «Казахстанкаспийшельф» существенно уточнено геологическое строение изучаемого месторождения. Новыми данными подтверждено, что Алибекмолинское поднятие является палеозойской структурой, приуроченной к надвиговой дислокации. По структурной карте  $P_2^c$  (кровля КТ-I) отражающему горизонту поднятие представлено в виде брахиантиклинальной складки заключенной между тектоническими нарушениями. Южная вершина контрастно выражена, оконтурена предельно замкнутой изогипсой – 2000 м. Наиболее высокая часть вершины залегает на глубине – 1600 м Амплитуда 400 м.

По новым данным выяснено, что Эмбинское поднятие во-многом обязано воздействию разломной тектоники. Кроме вышеуказанных нарушений, на площади закартировано множество продольных и поперечных тектонических нарушений, основным из которых является нарушение, проходящее через свод поднятия.

### **2.3 Нефтегазоносность**

Нефтеносность района. Рассматриваемый участок расположен вблизи района старых Эмбинских нефтяных промыслов. Разработка месторождений ведется здесь в течение многих десятилетий. Нефтеносность установлена в широком диапазоне отложений от верхнемеловых до триасовых. Типы нефтяных структур (ловушек) характеризуются большим разнообразием. Это сводовые залежи, приуроченные к брахиантиклинальной складке на месторождениях Молдабек Вос.(Кенбай), залежи, ограниченные сбросами на месторождениях Косшагыл, Комсомольское, Камысколь Юж. и других, залежи, экранируемые крутыми уступами соли на месторождениях Кульсары и Тюлюс, надкарнизное

месторождение Котыртас Сев. (Кенбай), соляными карнизами (Новобогатинское).

Следует обратить внимание на пермотрисовые отложения, перспективные структуры в которых могут экранироваться соляными карнизами и крутыми уступами соли на границе с межкупольными зонами. Здесь уместно отметить, что на соляных куполах выделяют два уступа соли: первый присводовый, на котором соль круто погружается от глубин, измеряемых первыми сотнями метров до 1.0 – 2.0 км, где она выполаживается, и второй, периферийный уступ гораздо большей амплитуды - на границе соляных массивов и межкупольных зон. Изучению пермотрисовых отложений на периферии куполов уделялось недостаточное внимание, не проводилось целенаправленных работ на поиски соляных карнизов и изучение структуры подкарнизных отложений.

В результате детальной пластовой корреляции скважин с привлечением данных опробования и материалов ГИС, в разрезе месторождения Эмбинское выделено 4 продуктивных горизонта: 2 – в меловом комплексе (М-I, М-II), 2 – в триасовом (Т-I, Т-II).

**М-I продуктивный горизонт** залегает в подошве аптского яруса нижнего мела. Вскрыт всеми поисковыми скважинами и чётко выделяется на каротажных диаграммах. Он представлен выдержанным песчаным пластом, который в отдельных скважинах расслаивается на 2-3 пропластка В скважине А-9 коллекторы замещены непроницаемыми породами. Общая толщина горизонта варьирует от 9 до 19 м, эффективная толщина варьирует от 3 до 15 м, а нефтенасыщенная толщина – от 2 до 5 м.

В блоке I к горизонту приурочена нефтяная залежь, промышленная продуктивность которой доказана опробованием в скважинах 1, 6, где получены безводные притоки нефти с дебитами соответственно 24, 5 м<sup>3</sup>/сут при Н ср. дин.=1159,5 м и 2,4 м<sup>3</sup>/сут при Н ср. дин.=1296 м. В скважине А-7 продуктивность горизонта определена по материалам ГИС.

Водонефтяной контакт в блоке I принят на абсолютной отметке минус 1363 м, что соответствует подошве нефтенасыщенного пласта – коллектора в скважине 1, давшего при испытании приток нефти.

**М-II продуктивный горизонт** залегает в кровле барремского яруса нижнего мела. Он представлен песчаным пластом, который в отдельных скважинах расслаивается на 2-4 пропластка, разделённых глинистыми породами.

В разрезах скважин 2, 1, 3 аналогичные М-II горизонту образования заменены непроницаемыми породами.

Общая эффективная толщина продуктивного пласта М-II изменяется от 1,8 м до 15,5 м, а нефтенасыщенная – от 1 м до 8,2 м.

К этому горизонту приурочена нефтяная залежь, выделяемая в пределах блоков I, II, III – VII, XIV.

Продуктивность блока I установлена по результатам материалов ГИС. В пределах блока I в районе скважин 3 и 1 водонефтяной контакт принят условно на абсолютной отметке минус 1389,5 м по подошве нефтяного пласта в скважине 3.

К горизонту Т-II приурочена нефтегазовая залежь, выделенная в блоках II, V, VII. Притоки нефти с газом получены в скважинах 3 и 1.

Газонефтяной контакт в блоке V условно принят на абсолютной отметке минус 1073,9 м, что отвечает середине интервала перфорации в скважине 3, в которой получены притоки газа и нефти дебитами соответственно 17,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 8,5 м<sup>3</sup>/сут на 5-мм штуцере. Газовый фактор составляет 2106 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Водонефтяной контакт для блоков II, V, VII принимается на абсолютных отметках соответственно минус 1075 м, минус 1072,9 м, минус 1058,5 м, что соответствует подошвам нефтенасыщенных пластов-коллекторов в скважинах 15, 3, 16, где получены притоки нефти дебитом 2,25 м<sup>3</sup>/сут при Н ср. дин.=1044,5 м, 8,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 3,6 м<sup>3</sup>/сут на 5-ти мм штуцере.

В скважине 3 при опробовании интервала 1096-1110 м получен приток нефти и воды дебитами соответственно 37,8 м<sup>3</sup>/сут и 31,5 м<sup>3</sup>/сут при Н ср.

дин.=563 м. Получение вместе с нефтью воды в скважине связано с подтоком её из нижележащего водоносного пласта.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

## 2.4 Геофизическая характеристика

*Поверхностная сейсмогеологическая характеристика.*

На площади проектируемых работ зона малых скоростей изучалась ранее проводимыми сейсморазведочными работами МСК. По результатам этих исследований зона малых скоростей (ЗМС) неоднородна, зависит от литологического состава и морфологии пород, выходящих на поверхность. Мощность ЗМС изменяется в пределах 100 м. Скорости распространения упругих волн ЗМС изменяются от 300 м/с до 1500 м/с. В связи с изменчивостью ЗМС и большими перепадами рельефа, уровень приведения для расчета статических поправок рекомендуется +150 м.

*Глубинная сейсмогеологическая характеристика*

Строение верхних структурных этажей осадочного чехла, осложненное развитием соляных диапиров, связанных с ними разломов, компенсационных мульд, создает условия для образования многократно отраженных преломленных, дифрагированных и других типов волн. На характер формирования волновой картины также оказывает влияние сложное строение подсолевых отложений с наличием криволинейных границ раздела, зон выклинивания, карбонатных уступов, тектонических нарушений. Все это создает сложное поле сейсмических волн, имеющих самую различную природу.

Мезозойскую группу составляют волны, образуемые на границе опорных горизонтов:

Ш - подошва меловых отложений;

V - подошва юрских отложений;

Эти волны динамически выражены, прослеживаемость их ухудшается лишь с приближением к сводовым частям соляных куполов, в зонах тектонических нарушений.



Кунгурскую группу составляют волны, приходящие от соленосного комплекса пород. Волна, отраженная в кровле соли (VI отражающий горизонт) динамически выражена, имеет высокую интенсивность. Отражения от внутрисолевых границ и нижней части кунгурских отложений (VII отражающий горизонт) регистрируются в отдельных зонах.

Отраженные волны, связанные с горизонтами в подсолевых осадочных отложениях, прослеживаются почти повсеместно, но с различной степенью надежности. Основными отличительными признаками этих волн являются большие времена регистрации, большие углы наклона, несогласие осей синфазности по сравнению с волнами вышележащих этажей.

Горизонт  $\Pi_1$  соответствует эрозионной поверхности разновозрастных докунгурских палеозойских отложений и привязка его изменяется в значительном стратиграфическом диапазоне - от артинского возраста до верхнекаменноугольного. Гипсометрически ниже отражающего горизонта  $\Pi_1$  прослеживаются горизонты  $\Pi_{2c}$ ,  $\Pi_{2T}$ ,  $\Pi_2$ ,  $\Pi_2'$ ,  $\Pi_d$ ,  $\Pi_3$ .

$\Pi_2^c$  - поверхность верхнемосковско-гжельских карбонатных отложений (КТ-I);

$\Pi_2^T$  - поверхность подольских терригенных отложений;

$\Pi_2$  - поверхность верхневизейско- нижнемосковских карбонатных отложений (КТ- II);

$\Pi_2'$  - поверхность турнейско - визейских терригенных отложений;

$\Pi_{d2-3}$  - поверхность средне - верхнедевонских карбонатных отложений (КТ- III);

$\Pi_{d2}$  - поверхность среднедевонских карбонатных отложений (КТ-IV);

$\Pi_3$  - поверхность ранне-среднепалеозойских карбонатно-терригенных отложений.

Таблица 2.1-Обобщенная сейсмогеологическая и плотностная характеристика разреза

Опорные горизонты	Возраст	V <sub>ср.</sub> , м/с	V <sub>пл.</sub> , м/с	Плотность, г/см <sup>3</sup>
1	3	4	5	6
Ш	Меловой	1600-2000	1900-2200	2.12
V	Юрский	1700-2050	2450-3200	2.1
T	Триасовый	1850-2200	2900-3700	2.32
P <sub>1</sub>	Верхнепермский	2100-3250	3350-4800	2.34-2.65
VI	Кунгурский	2100-2500	2840-5000	2.0-2.4
П <sub>1</sub>	Артинско-верхнекаменноугольный	3000-3800	3000-4200	2.41-2.58
П <sub>2</sub> <sup>с</sup>	Верхне-среднекаменноугольный	3300-4000	5200-6250	2.7-2.9
П <sub>2</sub> T	Среднекаменноугольный (терригенный)	3300-4000	4000-4400	2.63-2.69
П <sub>2</sub>	Средне-нижнекаменноугольный	3300-4000	6000-6500	2.7-2.9
П <sub>2</sub> '	Нижнекаменноугольный (терригенный)	3600-4000	4200-5000	2.5-2.67
Пд <sub>3</sub>	Верхнедевонский (карбонатный)	3000-4000	6000-6500	2.7-2.9
П <sub>3</sub>	Девонский	4000-4500	4100-6100	2.5-2.65
Ф	Докембрийский	4000-4500		

В плотностном разрезе осадочного чехла Прикаспийской впадины выделяются три резко отличающихся комплекса пород: подсолевые отложения сакмарско-артинского и каменноугольного возрастов, соленосная толща и надсолевые отложения от верхнепермских до четвертичных.

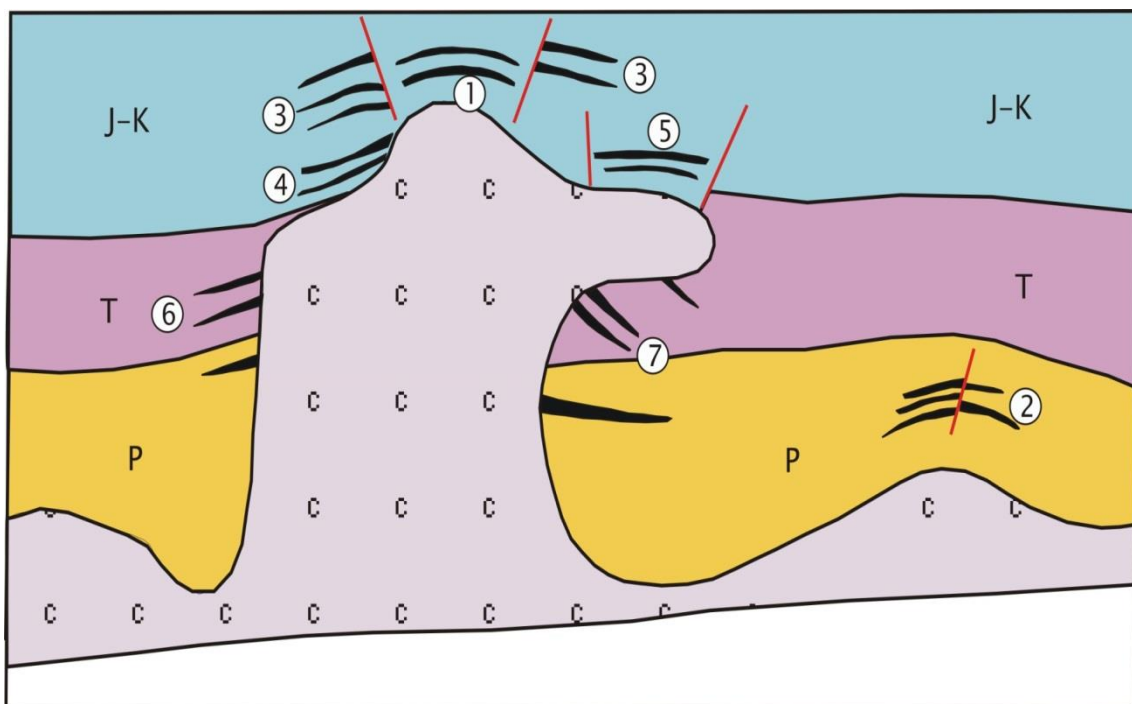


Рисунок 2.3 Типы залежей, связанные с соленокупольной тектоникой

Изучения плотностного разреза Прикаспийской впадины по керну глубоких скважин проводилось, в основном, в 50-е – 60-е и в меньшей степени в 70-е годы..

Плотность подсолевых отложений в прибортовых частях впадины меняется в пределах 2.62 – 2.70 г./см<sup>3</sup>. При удалении от границы впадины, когда глубина подсолевого горизонта достигает 3.0 км и более плотность пород этого комплекса понижается до 2.55 г./см<sup>3</sup>. По скважине получены аномально низкие значения плотности подсолевых отложений – 2.42 г./см<sup>3</sup>. Наиболее вероятной величиной плотности подсолевых пород следует признать 2.50 – 2.60 г./см<sup>3</sup>.

Соленосные отложения в Прикаспийской впадине накапливались в кунгурское и казанское время. Разделение этих солей задача весьма сложная, поэтому при интерпретации гравитационного поля соленосная толща, в первом приближении, рассматривается как единый плотностной комплекс. Плотность образцов каменной соли (галит, сильвин) варьирует в пределах 2.08 – 2.2 г/см<sup>3</sup> и в среднем составляет 2.15 г/см<sup>3</sup>. Влияние на среднюю плотность соленосной толщи могут оказывать пропластки ангидритов и терригенных пород. Содержание этих пород (в процентах) в кунгурской толще наиболее значительно

в прибортовых частях впадины. При удалении от зоны выклинивания соли к площадям интенсивной соляной тектоники содержание пропластков уменьшается. Так на куполе Кенкиак сульфат терригенные породы в соленосной толще составляют 4 - 7%, что может повысить среднюю плотность не более чем на 0.02 – 0.03 г./см<sup>3</sup>.

Наибольшее внимание уделялось изучению плотности надсолевых отложений. Использовались два подхода к статистической обработке данных: 1) среднее арифметическое осреднение в пределах возрастных комплексов с учетом и без учета литологии, 2) изучение закономерностей изменения плотностей с глубиной. При осреднении плотностей пород в пределах возрастных комплексов имеются противоречивые данные, что связано, по-видимому, с отбором керна с разных глубин. Приведем данные Н.В.Неволина и Д.В.Цветкова

Палеоген – неогеновые отложения – 2.16 г./см<sup>3</sup> 2.08 г./см<sup>3</sup>

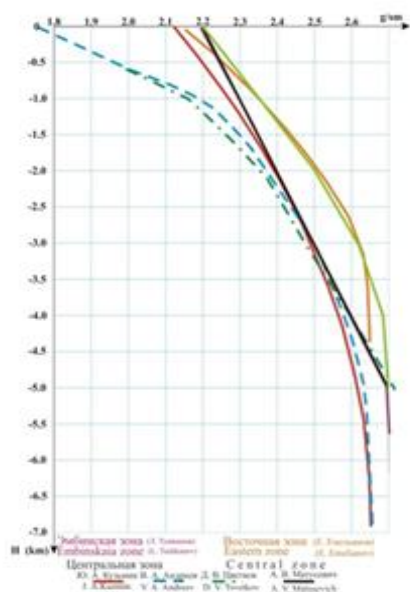
Меловые отложения – 2.29 г./см<sup>3</sup> 2.32 г./см<sup>3</sup>

Юрские отложения – 2.32 г./см<sup>3</sup> 2.55 г./см<sup>3</sup>

Пермо-триасовые отложения – 2.48 г./см<sup>3</sup> 2.60 г./см<sup>3</sup>

Увеличение плотности терригенных отложений с глубиной общеизвестно. Еще в конце 50-х годов было установлено, что надсолевые отложения на Южной Эмбе уплотняются с градиентом близким к 0.1 г./см<sup>3</sup> на один км от 2.2 г./см<sup>3</sup> у дневной поверхности до 2.7 г./см<sup>3</sup> на глубине около 5.0 км. Последующими исследованиями было показано, что закономерность изменения плотности с глубиной в разных частях впадины заметно различаются. Если в центральной части впадины плотность надсолевых отложений достигает 2.65-2.69 г./см<sup>3</sup> на глубине около 6 км, то на восточном борту впадины примерно такой же величины плотность достигает на глубине около 3.0 км. Характерно, что выше 2.7 г./см<sup>3</sup> плотность надсолевых отложений не поднимается. На основании анализа плотностей керна установлены эмпирические законы изменения плотности с глубиной для различных частей Прикаспийской впадины (рис.2.).

Контролем достоверности обобщенных данных о плотностных свойствах пород могут быть результаты решения прямой и обратной задачи гравиразведки. Если используемые плотности не позволяют получить модель соленосных отложений соответствующую гравитационному полю и не противоречащую достоверным данным сейсморазведки, то необходимо выполнить корректировку плотностей.



- **Законы уплотнения надсолевых отложений с глубиной установлены для разных частей Прикаспийской впадины путем статистической обработки результатов измерения плотности керна скважин**

Рисунок 2.4 Изменение плотности надсолевых отложений с глубиной

## 2.5 Сейсмогеологическая характеристика

Нефтегазоконденсатное Эмбинский район Прикаспийской впадины расположено в Атырауской области, в 80 км югу от г. Актюбинска. Подсолевая структура Эмбинского района выявлена по данным сейсмических работ МОВ в 1959-1960 годы (АГЭ, с/п 26/59; 33/60). Геологическое строение структуры уточнялось работами МОВ и КМПВ в 1961-1963 годы (АГЭ, с/п 10-11/61; 20-21-23-24/62). В результате проведенных детализационных сейсмических работ ОГТ в 1979-1980 годы структура Эмбинского района была подготовлена к глубокому поисковому бурению (АГЭ, с/п 1-2/79-80). Нефтепоисковые работы с целью выяснения перспектив подсолевых палеозойских отложений локального

поднятия Эмбинское начаты 1983 г. В результате в 1986 году поисковой скважиной №5 выявлена нефтегазоконденсатная залежь.

Согласно тектоническому районированию подсолевых палеозойских отложений Эмбинского района находится в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины в пределах Жаркамысско-Енбекского поднятия .

В структурном отношении приурочено к брахиантиклинальной складке субмеридиальной ориентировки, осложненной двумя вершинами по кровле второй карбонатной толщи (КТ-II) средне-нижнекарбонového возраста (рис.6.). Северная вершина оконтуривается изогипсой – 2950 м, имея размеры 4,7 х 2 км и амплитуду 70 м, южная вершина замыкается также изогипсой – 2950 м при размерах 7,8 х 3,0 км и амплитудой до 300 м.

По кровле КТ-I, стратиграфически относимой к отложениям гжельского яруса верхнего карбона, структура однокупольна с размерами 16 х 5 км и амплитудой около 600 м.

Газ с конденсатом получен из 2-х объектов. При этом дебиты газа сепарации колеблются от 22,0 до 75,0тыс. куб.м/сут на штуцерах соответственно 3мм и 7мм. Дебиты дегазированного конденсата на этих же режимах составили 0,47-2,4 куб.м/сут при конденсатогазовых факторах 15-38.7см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

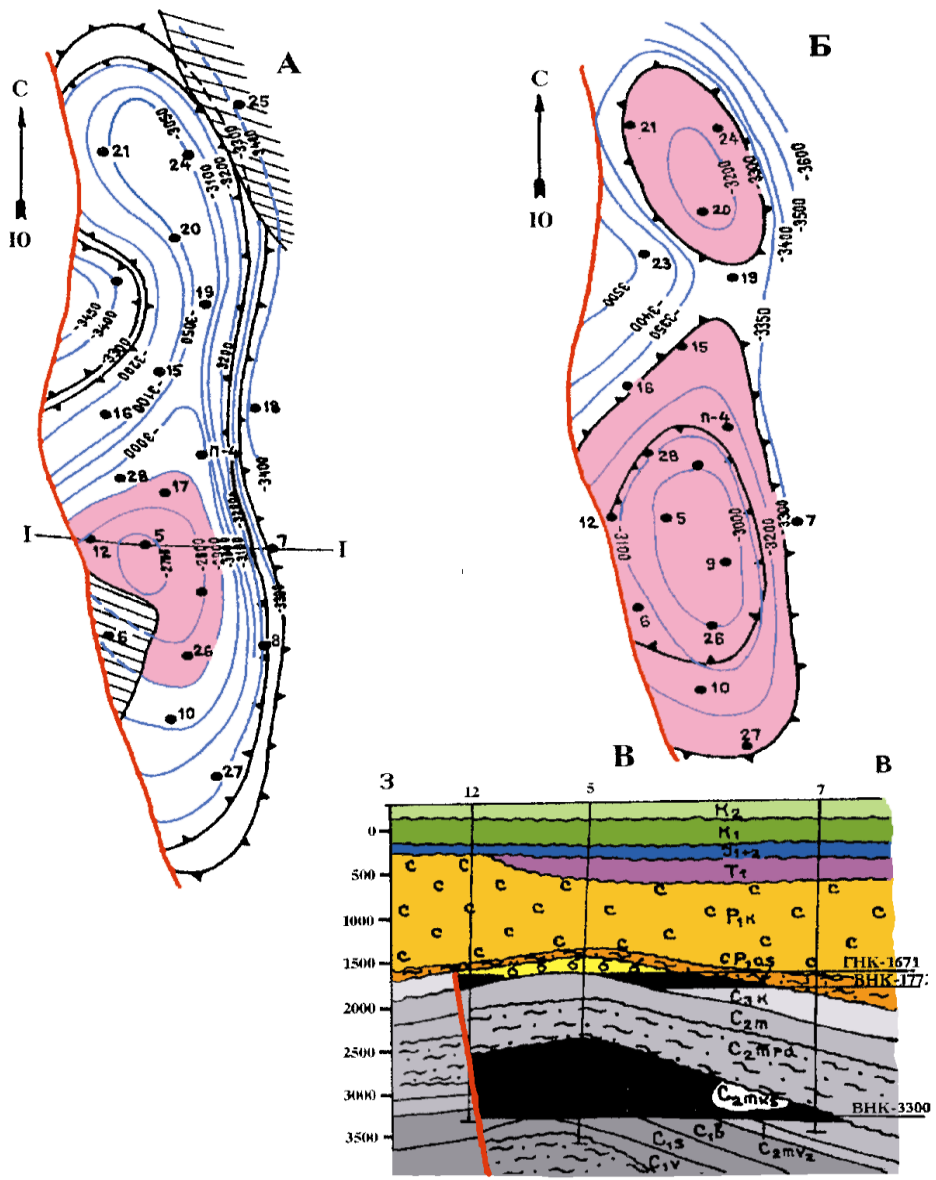


Рисунок 2.5- Нефтегазоконденсатное месторождение Эмбинское

Структурные карты по кровле коллектора: А - I пласта горизонта КТ-II,  
 Б - II пласта горизонта КТ-II,  
 В - геологический разрез по линии I-I.

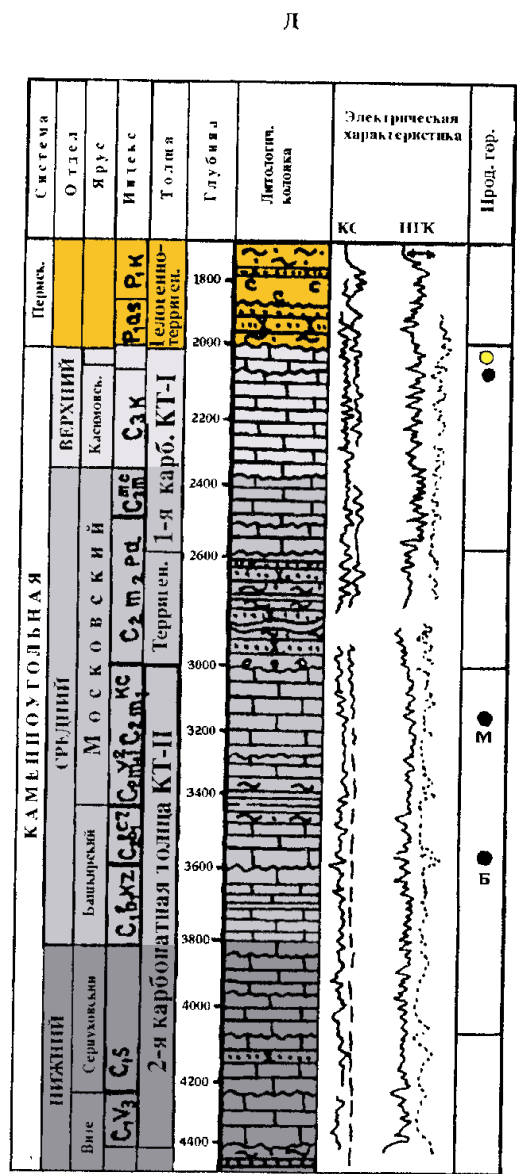
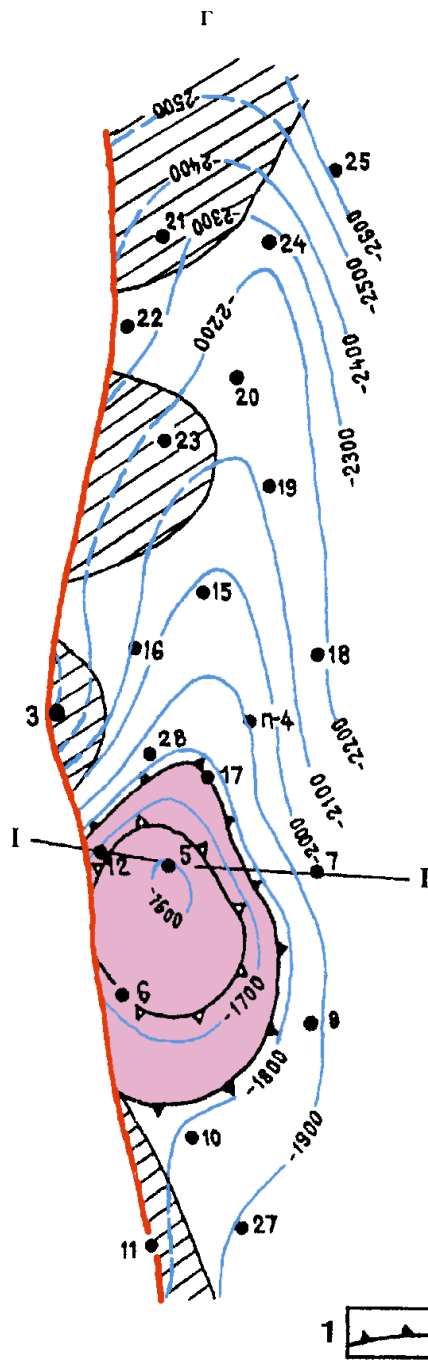


Рисунок 2.6- Нефтегазоконденсатное месторождение Эмбинское

Г - структурная карта по горизонту КТ-I

Д - разрез продуктивной части отложений.

Контурь: 1-нефтеносности, 2-газоносности, 3-зоны литологического замещения коллектора

Дебиты нефти по 6-ти фонтанным объектам изменяются от 4,4 м3/сут на штуцере 3мм до 74.1 м3/сут на штуцере 7мм, а дебиты попутного газа соответственно от 0,722 до 7,045тыс. м3/сут.



Газонефтяной контакт (ГНК) условно принят на абсолютной отметке минус 1671м, что соответствует кровле нефтяного пласта, давшего нефть с газовым фактором до 200 м<sup>3</sup>. Это положение ГНК подтверждают результаты испытания скважины №3, давшей из интервала абсолютных отметок минус 1653-1674м газ с нефтью с газовым фактором 3700-4000 м<sup>3</sup>.

Водонефтяной контакт (ВНК) принят на абсолютной отметке минус 1772м, что соответствует подошве пласта, давшего безводный приток нефти в скважине №1.

При принятых отметках ГНК и ВНК высоты газовой и нефтяной частей газонефтяной залежи составляют, соответственно, 75 и 101 м. При подсчете запасов нефти и газа залежь КТ-I разделена на пласты I и II с едиными ГНК и ВНК. Пласт I имеет замещение коллекторов непроницаемыми породами в сводовой части залежи, в районе скважины №2.

В КТ-II выделяются также пласты I и II, к которым приурочена нефтяная залежь с единым ВНК. По I пласту эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,2м до 72,2м. Количество пластов-коллекторов по скважинам колеблется в пределах 2-17.

По II пласту эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 3,8м до 88м.

Дебиты нефти изменяются от 0,3 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 3,5 мм до 259м<sup>3</sup>/сут на штуцере 10мм. ВНК принят на абсолютной отметке минус 3300 м, что соответствует подошве пласта, давшего приток безводной нефти в скважине 10. При данном положении ВНК высота нефтяной залежи КТ-1 равна 636 м.

Выявленные залежи в указанных карбонатных толщах КТ-1 и КТ-II по типу резервуаров относятся к массивно-пластовым, тектонически экранированным.

Нижние краевые воды месторождения представлены хлоркальциевыми рассолами плотностью 1,08-1,1 г/см<sup>3</sup>, минерализация их изменяется от 68 до 140г/л. Дебиты воды достигают до 5,5 м<sup>3</sup>/сут.

### 3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

На Эмбинском месторождении было пробурено 3 разведочных скважин, Все пробуренные скважины вскрыли палеозойские отложения.

Для анализа геофизической информации был выбран разрез, являющийся эталонным для Эмбинского месторождения, представленный на рис. 3.1

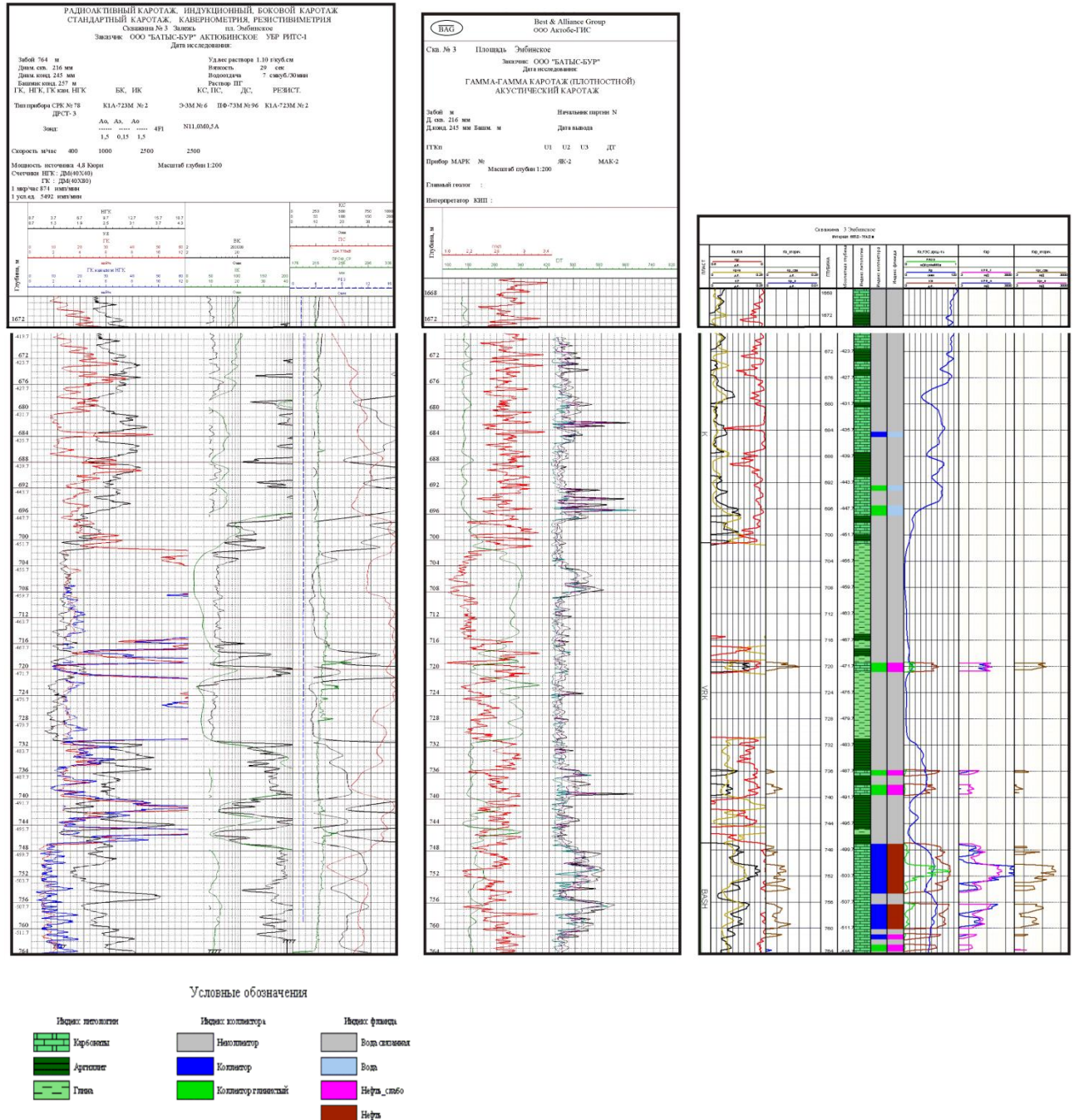


Рис. 3.1 Схема сопоставления геофизических методов по материалам скважины №3 Эмбинской площади

Схема сопоставления геофизических методов была построена по материалам скважины № 3 Эмбинской площади. Комплекс исследований, проведенных в данной скважине, включает в себя измерения методами КС, ПС, АК, ГК, НГК.

Для сопоставления были использованы показания методов стандартного (КС, ПС), радиоактивного (ГК, НГК), индукционного, бокового каротажа, кавернометрия, методы, которые не вошли в стандартный каротаж - АК, ГГК-п, а также результаты обработки по системе ГИНТЕЛ.

Перечисленные методы позволяют достаточно точно производить выделение перспективных интервалов, расчленение разреза на пласты, разделение пластов на коллекторы и неколлекторы, определение литологии пластов, а также делать выводы о структуре порового пространства, трещиноватости и кавернозности, о характере насыщаемой поры жидкости. В процессе бурения скв. 3, были вскрыты породы среднего мелового, которые представлены известняками трещиноватыми, аргиллитами, алевролитами и доломитами. При составлении схемы опорным был выбран репер два мощных пласта глин, между которыми находится глинистый карбонатный коллектор. Литологическое расчленение разреза производилось на основании того, что породы, характеризуются определенными значениями на диаграммах различных методов.

При изучении разреза скважины 3 были выделены следующие пласты:

В верхней части разреза залегают карбонатные отложения, которые переслаиваются с аргиллитами. В них находятся три пласта коллектора, насыщенных водой в интервале 1684,2-1685,0 м, 1692,4-1693,2 м, 1695,4-1697,0 м. В первом пласте показания ГК минимальны, а средние значения НГК свидетельствуют о плотности карбонатного коллектора. А в двух следующих пластах значения ГК увеличиваются, что говорит о глинистости коллектора. По электрическим методам видны высокие значения напротив пластов, что может быть связано с наличием высокоминерализованной воды. Кривые интервального

времени показали пониженные значения. Значения ГГК-II дали повышенные показания.

Далее залегают два мощных пласта глин, которые замечательно бьются по кривым ГК. А между ними на глубине 1719,4 м – 1720,8 м идет резкое снижение по ГК. И показания ИК, БК, КС становятся высокими, то есть в пласте есть нефтяные проявления. По новым методам видим интересную картину. Кривые АК и ГГК четко выражают коллектор - кривая интервального времени снижается, а плотность по ГГК выросла.

После второго мощного пласта глин на глубине 1735,8 м – 1736,6 м и 1738,0 м и 1739,6м залегают два аналогичных пласта коллектора слабонасыщенного.

Ниже через несколько метров на глубине 1747,0 м – 1754,6 м глинистость снижается до минимальных значений. Электрические методы дали максимальные значения. Перед нами мощный пласт карбонатного коллектора, насыщенного нефтью. Через два метра залегают аналогичный пласт меньшей мощностью почти 4 метра.

Таким образом, в результате сопоставления методов ГИС, был расчленен разрез среднего мела, вскрытый скважиной 3. Разрез представлен переслаиванием известняков, аргиллитов и глин. Интервалы и мощности пластов приведены в таблице 3.1:

Таблица 3.1 Интервалы и мощности пластов по линии скважин № 1-3-2

Литология Скв.	Интервал глубина, м (мощность, м)		
	2	1	3
Глины	1648,0- 1663,9 (15)	1744-2764 (20)	1702-1716 (14)
Коллектор карбонатный, нефтяной (C <sub>2</sub> m <sub>1</sub> vr)	1665,6- 1667,2 (1,6)	1770,1-1771,1 (1)	1719,4- 1720,8 (1,4)
Глины	1668,0- 1677,0(11)	1772-1785 (13)	1721,5-1731 (10,5)
Коллектор карбонатный (C <sub>2</sub> m <sub>1</sub> vr )	1682,6- 1684,1(1,5)	1792-1793 (1)	1735,8- 1736,6 (0,8)
Коллектор карбонатный (C <sub>2</sub> m <sub>1</sub> vr )	1684,6- 1685,2(0,6)	1794-1798 (4)	1738-1739,6 (1,6)
Коллектор карбонатный (C <sub>2</sub> m <sub>1</sub> vr )	1690,1- 1690,6(0,5)	1802,2-1803 (0,8)	
Коллектор карбонатный (C <sub>2</sub> b)	1796,7- 1697,7(1)	1809,5- 1811,9(2,4)	1747- 1754,6(7,6)

Два пласта глин верейских отложений наблюдается по всему профилю. У первого пласта мощность колеблется от 14 м (скв. 3) до 20м (скв. 1 и 2). А у второго пласта она лежит в пределах 14 метров.

Между этими пластами залегает пласт C<sub>2</sub> m<sub>1</sub>vr . Мощность его изменяется от 1 до 2,4 метра. Пласт не прослеживается в скважине 2. На всем участке пласт слабонефтенасыщен. Это может быть связано с заглинизированностью участка.

В следующем пласте показания электрических методов высоки в скважинах 1 5, это свидетельствует о том, что в пластах есть нефть. В остальных скважинах пласт слабонефтенасыщен.

Далее прослеживается пласт, мощность которого меняется в пределах 4 метров. Коллектор уплотнен и поэтому насыщен нефтью слабо. Только в скважине 1 хорошее нефтенасыщение.

Последний пласт верейских отложений очень тонкий, уплотненный и местами глинистый.

Далее залегают отложения башкирского яруса - С<sub>2</sub>b. Первый пласт прослеживается по всем скважинам. Мощность его колеблется в широких пределах от 1м до 7,6м. В скважине 2 нефтенасыщение снижается в связи с уплотнением коллектора.

А второй пласт меняется от 0,7м до 3,8м. в скважине 1 увеличивается глинистость пласта. Поэтому насыщение слабое. Далее по 2 скважинам пласты, насыщенные нефтью, а в двух последних скважинах на этом интервале увеличилась плотность коллектора, что и подтверждает слабую нефтенасыщенность в последних двух скважинах.

Подсчет коэффициента пористости по данным ГК и НГК производился по стандартной методике двух опорных пластов:

$$k_{п} = a * e^{(-b * A_{ny})} - c * A_{\gamma}^d \quad (3.1)$$

где a, b, c, d – коэффициенты, численные значения которых определены на основе взаимной корреляции данных исследования керна и результатов ГИС.

$A_{ny}$  и  $A_{\gamma}$  – известные геофизические параметры по данным ГК и НГК, определенные по методу двух опорных пластов.

Коэффициент пористости по методу АК рассчитывался по формуле:

$$k_{п} = T - T_{ск} \cdot T_{ж} - T_{ск} \quad (3.2)$$

Значение T определяется по диаграмме T,  $T_{ж}$  — по номограмме,  $T_{ск}$  выбирается в соответствии с известным минеральным составом скелета пород в исследуемом интервале. Коэффициент пористости по методу ГГК-П был рассчитан по формуле:

$$k_{п} = (\delta_{м} - \delta) / (\delta_{м} - \delta_{ж}) \quad (3.3)$$

где  $\delta_m$  - объемная плотность минерала,  $\delta_j$  - плотность жидкости, заполняющей поры,  $\delta$  - плотность породы.

таблице 3.2 приведены данные рассчитанных коэффициентов пористости по методам НГК, АК, ГГК-П.

Таблица 3.2 – Данные рассчитанных коэффициентов пористости по методам НГК, АК, ГГК-П.

	К <sub>п</sub> по НГК, %	К <sub>п</sub> по АК, %	К <sub>п</sub> по ГГК-п, %
Скв.1			
Пл.1	10,1	12,4	15,2
Пл.2	13,1	14,6	18,1
Скв.2			
Пл.1	6,3	6,5	7,5
Пл.2	10,1	10,8	12,3
Скв.3			
Пл.1	12,7	9,9	12,3
Пл.2	12,6	9,2	7,5

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 определений пористости сказывается значительно слабее, чем на показаниях ГГК-НГК, но литологическая принадлежность породы выражена менее четко.

Каверновая пористость оказывает существенное влияние на результаты определения  $k_p$  и литологии комплексом НГК-АК и ГГК-АК. На результаты комплекса ГГК-НГК структура порового пространства не влияет. При наличии каверновой пористости сохраняется соотношение  $k_{п1} > k_{п2} > k_{п3}$ . Учитывая, что

погрешность определения пористости рассматриваемыми методами составляет  $\pm 2\%$ , оценка  $k_{п.кав}$  по комплексу ГГК-НГК-АК возможна для значений  $k_{п.кав}$ , превышающих погрешности.

Сравнивая  $k_{п}$  АК и НГК, видно, что в скважине 3  $k_{пНГК} > k_{пАК}$ . Можно сделать вывод о типе коллектора. Он кавернозный в обоих пластах. А в скважинах 1 и 2  $k_{пНГК} < k_{пАК}$ , значит коллектор трещинного типа.

Теперь сравним  $k_{пАК}$  и  $k_{пГГК-п}$ . Здесь значения коэффициентов расходятся в скважине 1. Значит там есть вероятность загипсованности пластов.



## 4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

### 4.1 Задачи геофизических исследований

В бурящихся скважинах на участке Эмбинское геофизические исследования проводились обязательным комплексом методов, утвержденным на основе типовых комплексов с учетом специфики бурения разведочных скважин. Выполняемый комплекс ГИС обеспечивает в обычных условиях решение типовых геологических задач. На этапе оперативной интерпретации и подсчета запасов нефти геофизические исследования должны обеспечивать в сложных геолого-технических условиях изучаемого месторождения решение следующих геологических задач:

Изучение геологического разреза, выделение коллекторов в интервале детальных исследований разрезов скважин, определение характера насыщения, толщины, удельного электрического сопротивления, коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, глинистости, проницаемости, запасов в открытом стволе скважины.

Опробование объектов в процессе проводки скважин опробователями пластов на кабеле и испытателями пластов на бурильных трубах.

Контроль за разработкой нефтяных залежей, исследование старого фонда скважин с целью доразведки карбонатных отложений и определения характера насыщения неперфорированных.

Основными предпосылками для выбора проектируемого участка работ являются то, что участок находится в пределах оконтуренной продуктивной залежи углеводородов, связанной с продуктивными пластами. На запроектированных скважинах 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: стандартный каротаж, ПС, БК, ИК, ГК, резистивиметрия, т каверно метрия, акустический каротаж широкополосный, , ГГК-П. Выбор методов исследования скважин должен проводиться исходя из необходимости решения поставленных ранее задач.

#### 4.2 Обоснование объема исследований

На рисунке 4.1 показано расположение пробуренных скважин на структурной карте по отражающему горизонту П<sub>2</sub>. Бурением скважины №2, №3, на соленом куполе 5 открыта залежь газоконденсата и подсчитаны и оценены запасы по категории С<sub>1</sub>. Бурением скважин №1, положение ГВК уточнено и подготовлены запасы по категории С<sub>2</sub>.

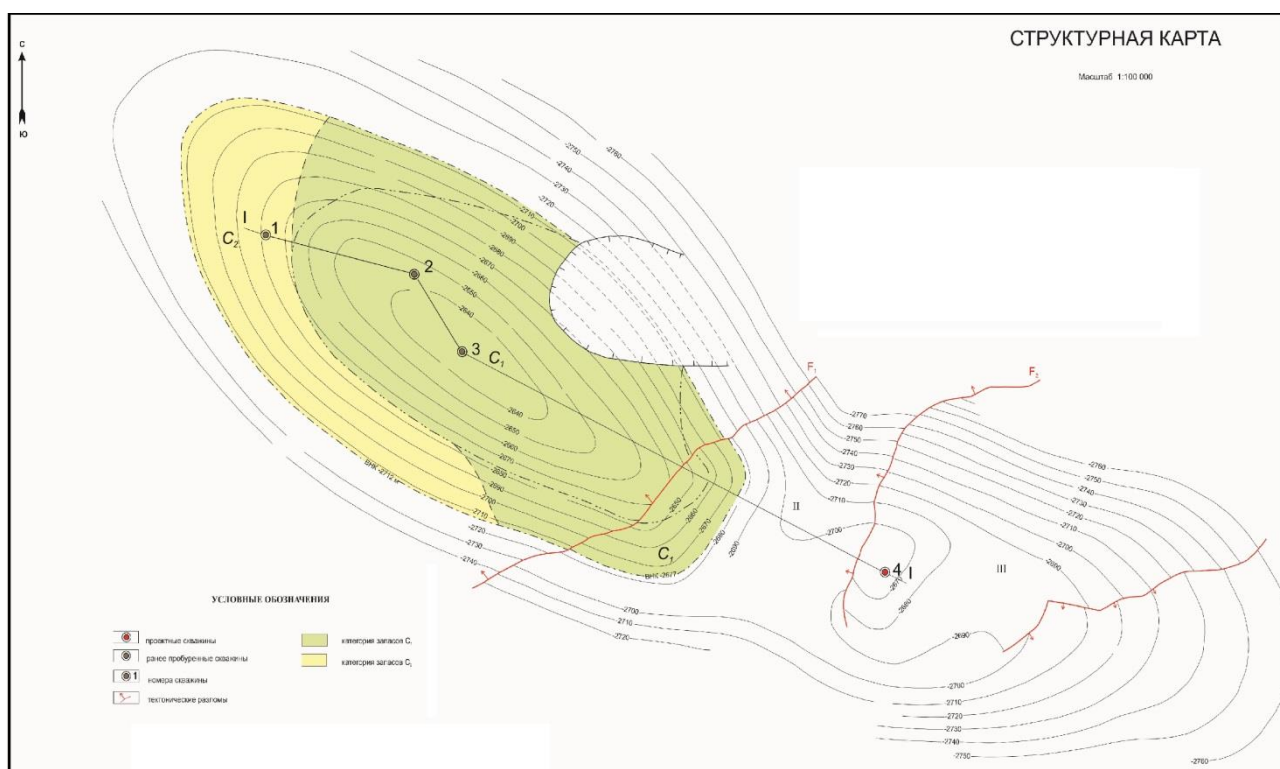


Рисунок 4.1 Положение проектной скважины на структурной карте по отражающему горизонту П<sub>2</sub>.

На представленном разрезе по линии I-I видно, что в пониженных частях рельефа мощность солевых отложений уменьшается, что может свидетельствовать о переносе материалов, до тектонического сдвига в ранних периодах. Так же необходимо отметить, что между скважинами №1 и №2, №3 и №4, проходят тектонические разломы.

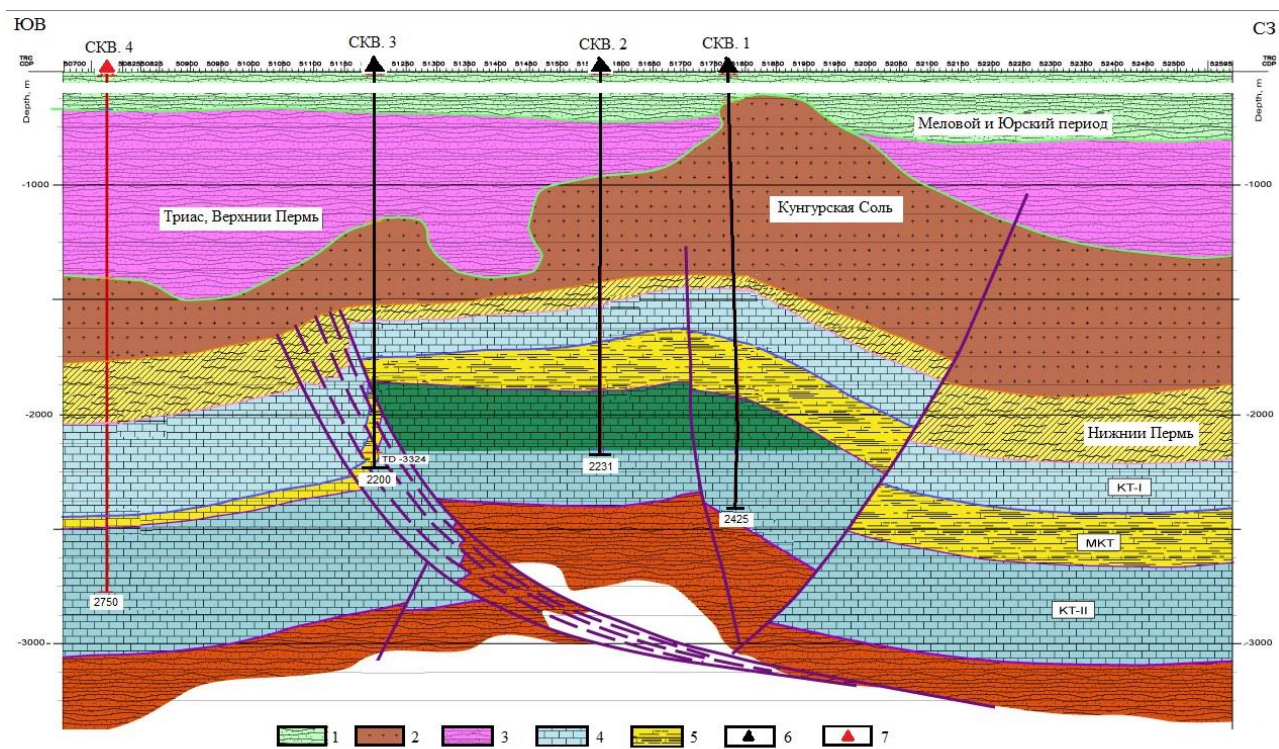


Рисунок 4.2 Разрез по линии I-I (положение линии разреза показано на рис.№ 4.1): 1 породы мелового и юрского периода; 2 кунгурская соль; 3 породы триаса и верхнего перма; 4 карбонатные толщи; 5 межкарбонатная толща; 6 ранее пробуренные скважины; 7 проектная скважина.

В проектной скважина №4 с проектными горизонтами в отложениях палеозоя, предполагается вскрыть следующий стратиграфический разрез (таблица 4.1).

Таблица 4.1 Проектный стратиграфический разрез

Стратиграфия	Интервал, м	Мощность, м
Меловое	1400-1700	300
Пермское	1700-2050	350
Каменноугольное КТ-I	2050-2510	540
Каменноугольное МКТ	2510-2645	105
Каменноугольное КТ-II	2645-2750	105
Забой скважины	2750	

Опираясь на степень изученности месторождения, а так же материалы прошлых лет, проектируем строительство скважины №4 в юго-восточной части соляного купола с целью получения УВ из соленосных и палеозойских отложений, тем самым осуществить прирост запасов по категории С<sub>2</sub>.

#### 4.3 Физико- геологическая модель объекта исследования

Объектом исследования являются резервуары пластов КТ-I и КТ-II в отложениях палеозойского фундамента, Продуктивные газоконденсатные и нефтяные интервалы приурочены к карбонатным отложениям палеозоя.

При изучении разреза скважины 3 были выделены пласты коллекторы:

На глубине 1747,0 м – 1754,6 м глинистость снижается до минимальных значений. Электрические методы дали максимальные значения.

Перед нами мощный пласт карбонатного коллектора, насыщенного нефтью. Через два метра залегает аналогичный пласт меньшей мощностью почти 4 метра. По методу КС их значения находятся в пределах от 650 – 700 Ом\*м, по методу БК 380-400 Ом\*м, по методу ПС 160-170 мВ, значение Гк 4,5-6 мкР/ч, значение НГК колеблется в пределах от 55,5 до 9,7у.е, метод ГГК-II 2,5г/см<sup>3</sup>. Оба карбонатные коллекторы в методах ГИС выделяется одинаковыми значениями.

Таким образом, в результате сопоставления методов ГИС, был расчленен разрез среднего мела, вскрытый скважиной 3. Разрез представлен переслаиванием известняка, аргиллитов и глин. (Рисунок 4.3)

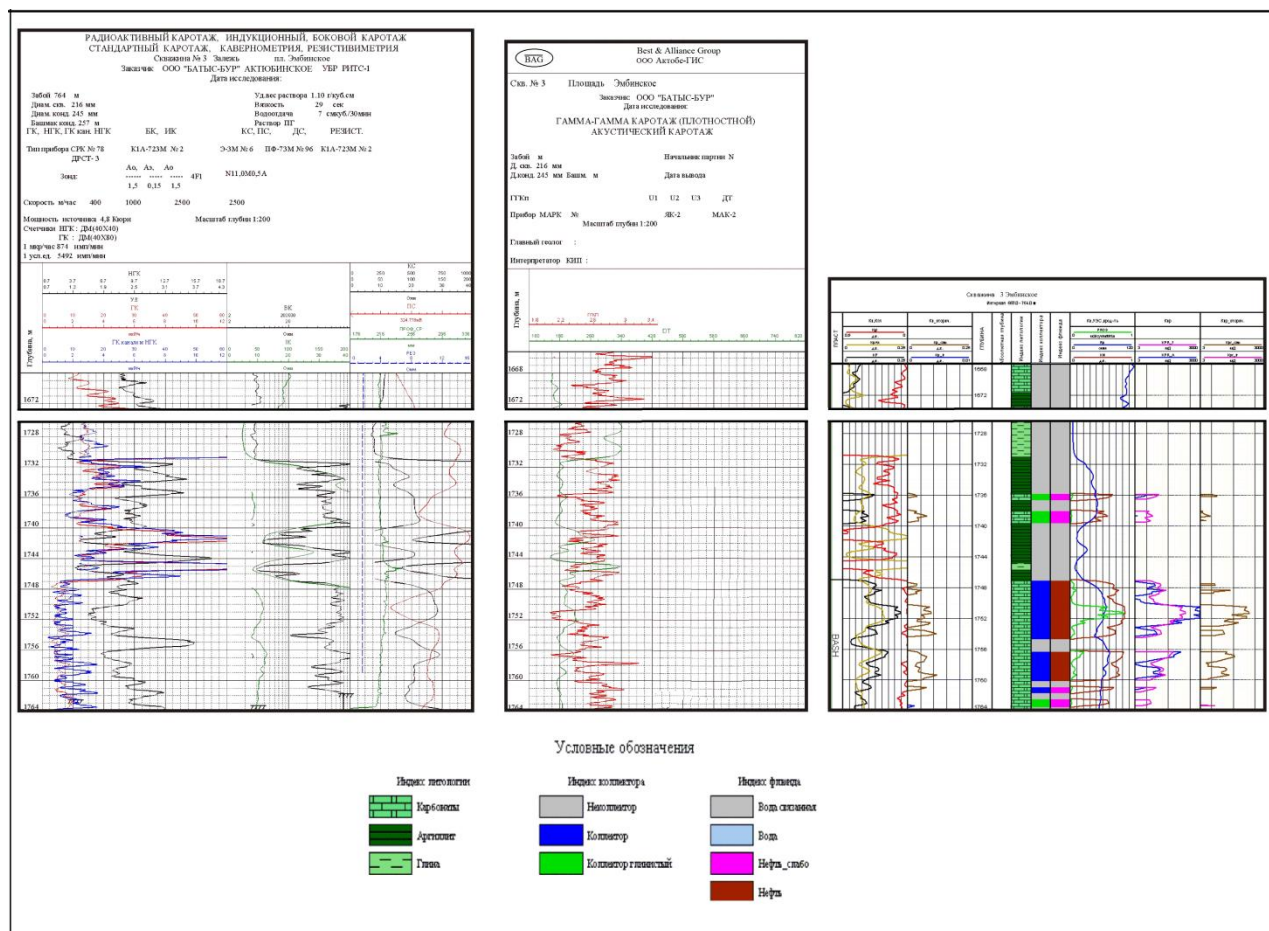


Рисунок 4.3 - Физико-геологическая модель скважины №3, Эмбинское месторождение

Задачей проекта является выделение продуктивного интервала, КТ-I и КТ-II, определение ФЕС, определение характера насыщения и уточнение положение залежи, (ГВК) при помощи комплекса геофизических методов.

#### 4.3.1 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

На запрограммированных скважинах 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 газонефтяно-водного контактов.

Поставленные геологические задачи решаются с помощью следующих геофизических методов: стандартный каротаж, ПС, БК, ИК, ГК, резистивиметрия, кавернометрия, акустический каротаж широкополосный, НГК, ГГК-П, АК.

Для литологического расчленения разреза вскрытого скважиной на пласты и пропластки применяются следующие методы:

**Метод кажущегося сопротивления (КС)** позволяет дифференцировать различные породы по их удельному электрическому сопротивлению (УЭС). Так, например УЭС возрастает от глин к песчаникам и имеет УЭС на порядки выше у углей и карбонатов.

**Метод самопроизвольной поляризации (ПС)** в скважинах позволяет определить глинистость, следовательно, его можно использовать для дифференциации песчаников, алевролитов и глин по размерам фракции (мелко-зернистый песчаник, тонкозернистый алевролит и т.п.).

**Метод гамма-каротажа (ГК)** Позволяет производить дифференциацию пород по интенсивности гамма-излучения. Так аргиллит имеет очень большой уровень активности 40 – 60 мкР/час. Активность уменьшается от 13 – к 2 от глин к карбонатам.

Для выделения коллекторов применяются следующие методы:

**Боковой каротаж (БК)** проводится в комплексе с индукционным каротажем (ИК). Эти исследования позволяют оценить удельное электрическое сопротивление пластов – коллекторов, искаженное по данным БКЗ экранирующим влиянием вмещающих пород, и выделить коллекторы в карбонатном разрезе.

Для оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и характера насыщения коллекторов используются методы такие, как:

**Метод гамма-гамма каротажа плотностной (ГГК-П)** Методы рассеянного гамма-излучения основаны на измерении интенсивности

искусственного гамма-излучения, рассеянного поро дообразующими элементами в процессе их облучения потоком гамма-квантов. Интенсивность этого излучения зависит от плотности и вещественного состава горных пород

ГГК-П наиболее эффективен при оценке пористости карбонатных коллекторов, которая основана на связи плотности пл, с коэффициентом пористости  $k_p$ :

Расчленение разреза ГГК-П, выделение пластов-коллекторов и полезных ископаемых основаны на различии плотности основных пород дообразующих минералов. Ангидриты на диаграмме ГГК-П отмечаются минимальными показаниями, слабо-пористые разности доломита и известняка несколько повышенными значениями.

**Волновой акустический каротаж (ВАК)** С помощью акустического каротажа определяются коллекторские свойства пород ( пористость), зоны трещиноватости и кавернозности в карбонатном разрезе, литология разреза, качество цементирования. А так же измеряют скорость распространения и затухания упругих волн в породе. Трещиноватые, закарстованные породы очень сильно рассеивают акустические волны.

**Нейтронный гамма-каротаж (НГК)** — метод исследований скважин, основанный на облучении горных пород быстрыми нейтронами и регистрации гамма-излучения, возникающего при захвате тепловых нейтронов в горной породе. НГК в интегральной модификации широко применяется для выделения и оценки нефте-, водо- и газонасыщенности коллекторов, пластов, угля в разрезе необсаженных и обсаженных скважин, т.к. показания НГК существенно зависят от содержания в горных породах ядер атомов водорода (аномально сильного замедлителя быстрых нейтронов), а также углерода. Для подсчёта открытой пористости горной породы учитывается, по другим данным, доля водорода, входящего в состав связанной воды.

Так же будут использоваться другие методы:

**Индукционный каротаж (ИК)** для определения электропроводности пластов при слабопроводящей промывочной жидкости;

**Резистивиметрия** в скважинах проводится с целью определения удельного сопротивления бурового раствора.

**Кавернометрия** проводится для измерения диаметра бурящихся скважин, а также для уточнения границ пластов-коллекторов в разрезе скважин.

**Инклинометрия** используется для определения положения ствола в пространстве.



## 5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

### 5.1 Методика проектных геофизических работ

Основным проектным горизонтом бурения являются карбонатные отложения палеозоя. Глубина скважин колеблется от 2000 м до 2500 м. Практически все скважины горизонтальные.

Температура на забое скважин составляет 70-80 град. Пластовое давление равно 138-200 и 130 атм.

Бурение скважин осуществляется с использованием естественных водных суспензий в качестве промывочной жидкости. Перспективные на нефть отложения вскрываются на глинистом растворе с целью уменьшения зоны проникновения фильтрата. Проводится каротаж (РК, БК, ИК, стандартный каротаж 1/200). По методике интерпретации с использованием известного комплекса геофизических признаков выделяются перспективные интервалы для испытаний, намечается глубина установки верхнего и нижнего пакеров испытателя пластов. Для локализации нефтеносных пластов в разрезе можно провести отбор керн на сверлящем керноотборником.

При бурении пермских, каменноугольных отложениях встречаются зоны катастрофического поглощения промывочной жидкости, которые перекрываются металлическими профильными перекрывателями. В этих скважинах продуктивные отложения вскрываются уменьшенным диаметром - 190 мм. По этим причинам условия производства ГИС усложняются: наблюдается искажение кривых ИК из-за наличия металлических стружек, непрохождение приборов, особенно ОПК.

Направление, кондуктор и колонна цементируются до устья.

#### ***Техника и методика работ стандартного комплекса ГИС***

Геофизические методы для исследования скважин в карбонатном разрезе на разведочном этапе включают проведение стандартного комплекса ГИС во всех без исключения разведочных скважинах (кроме аварийных) и специальных геофизических исследований в единичных скважинах.

Одним из основных методов изучения коллекторов является радиоактивный каротаж РК. Применение этого метода базируется на дифференциации горных пород по их естественной радиоактивности (ГК) и в изучении интенсивности вторичного гамма-поля, образовавшегося в результате поглощения нейтронов ядрами породообразующих элементов (НГК). Исследования проводят эталонированной аппаратурой ДРСТ-3, в скважинах и при врезках - прибором ДРСТ-2. Масштаб записи составляет 1 гамма/см для ГК и 0,1 усл. ед./см для НГК. Запись проводится в масштабе глубин 1:500 по всему стволу скважины и 1:200 – в интервале детальных исследований. Скорость регистрации кривых достигает 200 - 500 м/ч. В основу метода КС положена возможность изучения и расчленения пород по их удельному электрическому сопротивлению. Удельное электрическое сопротивление горных пород характеризует их способность пропускать электрический ток.

*Стандартный электрический каротаж (КС, ПС)*

Удельное электрическое сопротивление горных пород определяется с помощью четырехэлектродного зонда АМNB. Электрический ток вводится в породы через электроды, называемые токовыми. Разность потенциалов измеряется на некотором удалении от токовых электродов, между электродами М и N, называемыми измерительными.

Для измерения удельного электрического сопротивления горных пород в скважину обычно помещают три электрода вдоль ее оси. Четвертый электрод (В или N) располагаются около устья. Совокупность электродов, закрепленных на заранее заданных расстояниях, называется обычным зондом КС.

Кажущееся сопротивление неоднородной среды:

$$\rho_k = k \Delta U / J, \quad (5.1)$$

где  $k = 4\pi A M * AN / MN$

k- коэффициент зонда.

Стандартный электрический каротаж проводится с целью стратиграфического расчленения разрезов, выделения коллекторов и оценки амплитуд ПС, значений КС в не интервалов детальных исследований.

Стандартный электрокаротаж проводится аппаратурой серии Э ( Э-31, КЗ-741 ) зондами N11M 0,5А; N4M0,5А. Масштаб записи кривых составляет 25 Ом м/см для КС. Работы велись в масштабе глубин 1:500 по всему стволу скважины и в масштабе 1:200 – в интервале детальных исследований. Скорость записи кривых может достигать 3000 – 4000 м/ч.

*Боковое каротажное зондирование ( БКЗ )* проводилось в скважинах утвержденным комплексом зондов M0,4A0,1B; M0,8A0,1B; M2A0,5B; M4A0,5B; M7,5A0,75 В приборами серии Э (КЗ-741) с целью измерения кажущегося сопротивления горных пород. Масштаб записи кривых выбирался таким, чтобы можно было установить сопротивление с точностью до 5% от измеряемой величины КС, а отклонение кривой кажущегося сопротивления от «нулевой» линии было не менее 1 см. Исследования проводятся в масштабе глубин 1:200 в интервале детальных исследований.

*Боковой каротаж (БК)* проводился в комплексе с индукционным каротажем (ИК). Эти исследования позволяют оценить удельное электрическое сопротивление пластов – коллекторов, искаженное по данным БКЗ экранирующим влиянием вмещающих пород, и выделить коллекторы в карбонатном разрезе. При исследованиях используется аппаратура серии КЗ-741, Э-1, Э-31, Э-36 (для БКЗ) и комплексная аппаратура ИК – КАС, Э-32, Э-3М, АИК-5, ИК-42М (для ИК). Запись проводилась в интервалах детальных исследований в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи для БК - 1,0 Ом м/см, для ИК – 25 мсм/м/см.

*Резистивиметрию* в скважинах с целью определения удельного сопротивления бурового раствора, проводили одновременно с БКЗ. Масштаб записи составлял 0,5 Ом м/см, масштаб глубин 1:500 по всему стволу и 1:200 – в интервалах детальных исследований. Замеры резистивиметром производились при спуске и подъеме кабеля. Скорость записи кривой может достигать 4000 м/ч.

*Кавернометрия* использовалась для измерения диаметра бурящихся скважин, а также для уточнения границ пластов-коллекторов в разрезе

скважин. Масштаб записи - 1:2, масштаб глубин - 1:500 по всему стволу и 1:200 – в интервалах детальных исследований. Допустимая скорость регистрации – 1000 м/ч. На диаграмме указывалась величина номинального диаметра скважины, относительно которой можно судить об увеличении или уменьшении диаметра скважины. Замеры проводились прибором Э-2.

#### Техника и методика проведения новых методов

Под «новыми» методами в данной работе нужно подразумевать не новейшие самые современные методы ГИС, которые находятся на стадии разработки и начали проводиться недавно, а методы которые не вошли в стандартный комплекс ГИС, такие как, акустический каротаж и гамма-гамма каротаж (плотностной).

#### Волновой акустический каротаж

В основе акустических методов лежит различие упругих свойств пород, слагающих разрезы скважин. Горные породы в естественном залегании являются упругими телами. Если на элементарный объем породы, условно принимаемый за точку, в течение некоторого времени будет действовать какая-либо сила, то происходят деформация частиц породы и их перемещение, то есть в этом слое возникают изменяющиеся во времени деформации. В результате во всех направлениях от точки приложения возбуждающей среды совершит колебания около своего первоначального положения. После чего она успокоится.

Есть два типа волн – продольные (P) и поперечные (S).

Скорость распространения упругой волны по ходу луча зависит от упругих свойств и плотности среды, а также от типа волны. Модуль продольного растяжения (модуль Юнга)  $E$  равен отношению приложенного напряжения  $p$  к вызванному относительному удлинению образца  $\Delta l$ :

$$E = p \cdot \Delta l \quad (5.4)$$

Коэффициент поперечного сокращения (коэффициент Пуассона)  $\sigma$  является коэффициентом пропорциональности между относительным

поперечным сокращением  $\Delta \ell_c$  данного упругого тела и его относительным удлинением

$$\sigma = \Delta \ell_c / \Delta \ell. \quad (5.5)$$

Скорость распространения продольной упругой волны в породе:

$$V_p = \sqrt{E(1-\sigma) / \delta_p(1+\sigma)(1-2\sigma)} = \sqrt{K+4/3G} / \delta_p, \quad (5.6)$$

Где  $\delta_p$  - плотность породы;  $G$  - модуль сдвига;  $K$  - модуль всестороннего сжатия.

Скорость распространения поперечной волны:

$$V_s = \sqrt{E / 2 \delta_p (1+\sigma)} = \sqrt{G} / \delta_p \quad (5.7)$$

Скорость распространения поперечной волны приблизительно в 1,73 раза меньше скорости распространения продольной волны, следовательно, продольная волна приходит к удаленным точкам раньше, чем поперечная.

При акустических исследованиях горных пород измеряют кинематические и динамические характеристики продольных и поперечных волн. Кинематические характеристики определяют скорость распространения упругих волн в породах: 1) время распространения упругих колебаний между приемником и ближним или дальним излучателем  $-\tau_1$  и  $\tau_2$ ; 2) интервальное время распространения упругой волны  $\Delta\tau = \tau_2 - \tau_1$ . Динамические характеристики связаны с поглощающими свойствами исследуемой среды: 1) относительными амплитудами продольных и поперечных колебаний от ближнего и дальнего излучателей-  $A_{1p}$ ,  $A_{2p}$  и  $A_{1s}$ ,  $A_{2s}$ ; 2) коэффициентами поглощения-  $\alpha_{уз p}$  и  $\alpha_{уз s}$  соответственно для продольной и поперечных волн.

$$\alpha_{уз} = (1 / \Delta L) 20 \lg A_1 / A_2 = (1 / \Delta L) \ln A_1 / A_2; \quad (5.8)$$

где  $A_1, A_2$  – амплитуды наблюдаемой волны на расстояниях  $L_1$  и  $L_2$ ,  $L = L_2 - L_1$ . [Дьяконов Д. И., М., Недра, 1984]

Основными параметрами АК, позволяющими отличать трещинно-кавернозные коллекторы от пород с гранулярной пористостью являются следующие:

1) Перебитость фаз акустического сигнала по соседним трассам. Данный признак может быть определен по фазо-корреляционным диаграммам (ФДК) или волновым картинкам.

Параметром, позволяющим количественно оценить степень перебитости фаз акустического сигнала является параметр когерентности, представляющим собой нормированную функцию взаимной корреляции соседних трасс или двух зондов на одной глубине. По выбору интерпретатора могут быть использованы параметры когерентности P,S или St-волн.

2) Перебитость фаз является результатом наложения прямой волны и различных волн-помех (отраженная, рефрагированная, обменная и др.), приходящих в точку приема с различными фазами, что, в конечном итоге, изменяет форму акустического сигнала. Наиболее сильно этот эффект сказывается на поперечной волне, поэтому при выделении интервалов с вторичной пористостью целесообразно использовать параметр когерентности сигнала.

3) Энергия акустического сигнала.

Энергия АК- сигнала является вторым наиболее информативным параметром для выделения пород с вторичной пористостью. С увеличением трещиноватости энергий волн падает, причем наиболее существенное уменьшение претерпевает поперечная волна, энергия которой может уменьшаться в 100 и более раз. Следует иметь в виду, что энергия S-волны уменьшается и с увеличением пористости породы, хотя и не с столь значительной степенью. Для уменьшения влияния пористости порового коллектора в качестве информативного параметра трещиноватости целесообразно использовать параметр отношения энергий поперечной и продольной волн ( $E_s/E_p$ ). [Абдуллин Р.Н., Аглиуллин М.Я]

## Аппаратура акустического каротажа МАК-2

Предназначена для исследования разрезов необсаженных скважин и контроля качества цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин, заполненных негазированной жидкостью.

Область применения - необсаженные скважины диаметром от 100 до 220 мм с углом наклона до 30', диаметром от 220 мм до 320 мм с углом наклона до 15', а также обсаженные скважины с внутренним диаметром обсадной колонны от 100 до 155 мм с углом наклона до 45' и с внутренним диаметром от 155 до 320 мм с углом наклона до 30'.

Комплект поставки - два скважинных прибора (один с излучателем диаметром 73 мм, другой - с излучателем диаметром 100 мм) и наземный блок управления, обеспечивающий питание скважинного прибора и управление его коэффициентом усиления, а также формирующий на отдельных выходах сигналы волновых картин и синхроимпульсы, поступающие из скважинного прибора.

По желанию заказчика возможна поставка двух скважинных приборов с одинаковыми излучателями (диаметром 73 мм или 100 мм) в комплекте аппаратуры, а также поставка отдельных частей комплекта. Аппаратура работает на трехжильном кабеле длиной до 5500 м с аналоговыми каротажными станциями, снабженными измерительными панелями УЗБА-21 или УЗБА-21А, или с компьютеризированными каротажными станциями, снабженными каротажными регистраторами «Гектор».

Для сопряжения с компьютером по отдельному заказу поставляются модуль контроля глубин и модуль быстрого АЦП, обеспечивающие оцифровку сигналов волновых картин и информации о глубинах каротажа. Вместе с данными модулями поставляется программное обеспечение автоматической регистрации, визуализации, интерпретации и вывода получаемых каротажных данных и результатов интерпретации в виде твердой копии на термоплоттере или ЭСПУ-К. [WWW.NPF-GEOFIZIKA.RU]

## Основные технические характеристики

Диапазон измерений интервального времени	
распространение упругих волн, мкс/м	1 20-600
Диапазон измерений коэффициента	
затухания упругих волн, дБ/м	3~ 30
Предел основной относительной погрешности	
измерений интервального времени, %	± 3,0
Предел основной абсолютной погрешности	
измерений коэффициента затухания в диапазоне:	
от 3 до 15 дБ/м, дБ/м	±1,4
от 15 до 30 дБ/м, дБ/м	+ 2,8
Габаритные размеры скважинного прибора, мм:	
длина	3 850
диаметр (без учета центраторов)	73
диаметр с низкочастотным излучателем	
(без учета центраторов)	100
Масса скважинного прибора, кг	85
Потребляемая мощность, Вт	25

## Гамма-гамма-плотностной каротаж

Автор более подробно рассмотрела этот метод, так как он является наименее распространенным в отличие от других методов и тем самым вызвал интерес.

Интенсивность рассеянного гамма-излучения, регистрируемая индикатором, зависит от плотности породы, длины зонда, активности и природы источника первичного гамма-излучения. По мере увеличения плотности рассеивающей среды интенсивность гамма-излучения сначала возрастает, достигая максимума, а затем падает. Повышение интенсивности регистрируемого излучения в области малых плотностей обусловлено увеличением количества рассеянных гамма-квантов в связи с ростом числа



электронов в единице объема породы и, следовательно, с увеличением ее плотности. Последующее уменьшение интенсивности гамма-излучения связано с поглощением веществом части рассеянных гамма-квантов вследствие фотоэффекта.

увеличением плотности пород интенсивность рассеянного гамма-излучения падает.

Глубинность исследования плотностного метода рассеянного гамма-излучения мала (10—15 см.) и зависит от длины зонда, мощности источника, энергии первичных гамма квантов, плотности горных пород.

увеличением длины зонда глубинность этого метода возрастает. Однако при этом растет статистическая погрешность регистрации рассеянных гамма-квантов, что вызывает необходимость использования более мощных источников. Опытными работами установлено, что для исследования железных руд оптимальными являются зонды длиной 30—50 см, руд тяжелых элементов — зонды длиной 20—40 см, для определения пористости осадочных горных пород — зонды длиной 40 см.

Мощность источника выбирается такой, чтобы рассеянное гамма-излучение превышало естественное гамма-излучение пород в несколько раз и тем самым обеспечивало малую статистическую погрешность регистрации, но не превышало допустимой дозы гамма-облучения обслуживающего персонала.

Обычно применяются источники гамма-излучения активностью от  $0,37 \cdot 10^4$  до  $1,85 \cdot 10^4$  расп./с.

Увеличение начальной энергии гамма-квантов вызывает повышение их проникающей способности и, следовательно, глубинность метода. С этой точки зрения предпочтительнее источник  $^{60}\text{Co}$ .

Между радиусом исследования ГГК-П и числом электронов в единице объема горной породы, а значит и ее плотностью существует обратно пропорциональная зависимость. Вследствие малой глубинности ГГК-П на его показания большое искажающее влияние оказывает изменение диаметра скважины, физических свойств заполняющей скважину жидкости и толщины

глинистой корки, наличие или отсутствие обсадных колонн и т. д. Так, при наличии глинистой корки плотность исследуемой среды снижается, а показания ГГК-П, следовательно, повышаются. [Дьяконов Д. И., М., Недра, 1984]

целью уменьшения влияния скважинных условий на результаты ГГК-П применяют зонды больших размеров и скважинные приборы специальной конструкции. Наиболее новой аппаратурой является двухзондовая скважинная измерительная установка ГГК-2, которая входит в состав аппаратуры МАРК-1.

Модульная аппаратура радиоактивного каротажа МАРК-1

Предназначена для исследования нефтегазовых скважин комплексом стандартных методов радиоактивного каротажа, включающим гамма-каротаж (ГК), плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-2) и нейтронный каротаж, двухзондовой установкой (НК-2).

Применяется для исследования поисковых, разведочных и эксплуатационных нефтяных и газовых скважин.

Аппаратура представляет собой скважинный прибор, который включает в себя модуль ГК, модуль НК-2 и модуль ГГК-2. Помимо полного комплекса предусмотрена автономная работа каждого модуля или любое парное сочетание модулей. Измеряемые параметры и единицы измерения:

Мощность экспозиционной дозы гамма-излучения (МЭД), Р, мкР/ч.

Объемная плотность, г/см<sup>3</sup>.

Водонасыщенная пористость, Кп, % пор.

Тип источника нейтронов - плутоний-бериллиевый ИБН 8-5 с выходом  $1 \times 10^7$  н/с.

Общее количество источников - два.

Детекторы гамма-излучений - сцинтилляционные NaJ(Tl).

Детекторы нейтронов - гелиевые счетчики СНМ-56.

Регистрация показаний — в цифровом и аналоговом виде.

Обработка и интерпретация цифровых показаний - автоматизированная, с помощью ПЭВМ.

В комплект поставки входят по одному модулю каждого типа.

По требованию заказчика возможна поставка отдельных модулей. Программа обработки и интерпретации поставляется отдельно по требованию заказчика.

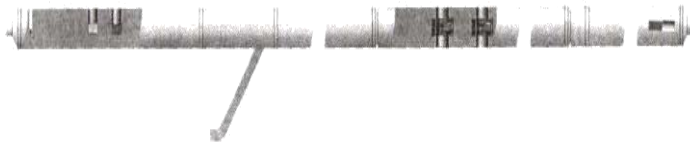


Рисунок 5.1 - Модульная аппаратура радиоактивного каротажа МАРК-1

Рассмотрим назначение прибора модуля ГГК-2:

1. Модуль предназначен для измерения и непрерывной регистрации

объемной плотности горных пород по показаниям двух зондов ГГК при ведении геофизических исследований нефтяных и газовых скважин.

2. Модуль может эксплуатироваться автономно, а также в составе модульной комбинированной аппаратуры радиоактивного каротажа МАРК-1.

3. Модуль применяется для исследования необсаженных скважин диаметром от 146 до 300 мм и глубиной до 5000 м.

4. Запись показаний зондов ГГК осуществляется в цифровом виде с шагом квантования по глубине от 0,1 до 0,2 м или в аналоговом виде с помощью наземных панелей типа ИПРКУ-А, «Кура-2М» или аналогичных по назначению.

5. В качестве канала связи модуля с наземной панелью используют трехжильные бронированные кабели типа КГЗ-70-180 или другие по ТУ 16.К64.01 длиной до 5000 м, и имеющиеся в геофизических партиях.

6. Тип и активность рабочего источника гамма-излучения: цезий-137 ТУ 95.957 активностью  $(1,28 \pm 0,33)10^{10}$  Бк (100мг-экв.Ра), создающий на расстоянии 1 м мощность экспозиционной дозы  $(5,95 \pm 1,55)10^9$  А/кг.

7. Обработка и интерпретация цифровых материалов, зарегистрированных модулем, осуществляется с помощью ПЭВМ по программе, поставляемой по отдельному договору с разработчиком.

А теперь рассмотрим технические данные модуля:

Диапазон измерения объемной плотности от 2,0 до 3,0 г/см<sup>3</sup>.

Параметры импульсов на выходе модуля:

амплитуда не менее 3,5 В;

длительность (45 ± 10) мкс.

Ток, потребляемый модулем в режиме измерения, (100 ± 10) мА.

Ток, потребляемый электромеханическим приводом прижимного устройства, не более 1,5 А при напряжении на головке модуля не более 27 В.

Диапазон рабочих температур от минус 10 до 120 °С.

Максимальное рабочее гидростатическое давление 80 МПа.

Габаритные размеры модуля: максимальный поперечный размер 80 мм, длина не более 3500 мм.

Масса модуля 90 кг.

Усилие прижима модуля ГГК-2 при диаметре скважины 250 мм не менее 15 кг.

Время полного раскрытия и закрытия прижимного устройства не более 4 мин.

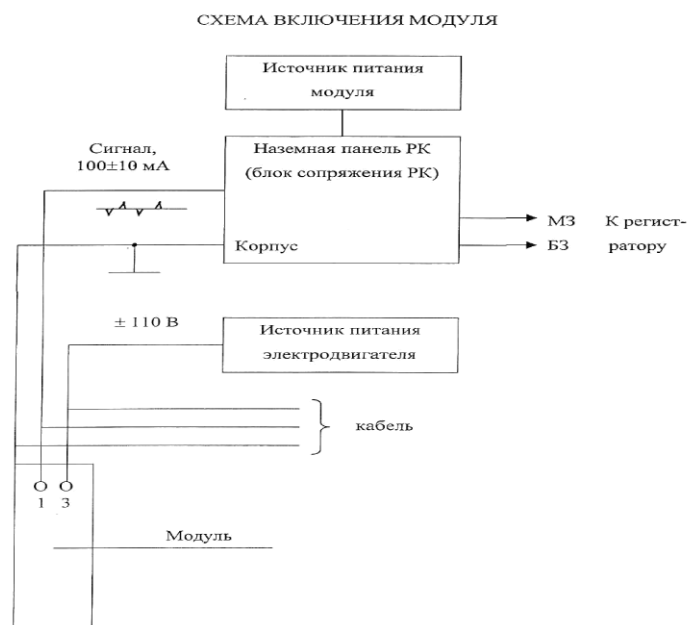
Продолжительность непрерывной работы модуля в нормальных условиях 8 ч.

Время установления рабочего режима модуля 30 мин с момента включения.

Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении объемной плотности ± 2 %.

Пределы допускаемых значений дополнительной относительной погрешности, вызванной изменением температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, не превышают половины пределов основной относительной погрешности.

Полный средний срок службы – не менее 6 лет.



Результаты измерений ГГК-П выражаются в импульсах в минуту или в условных единицах. За условную единицу принимаются показания радиометра, соответствующие воде (среде с плотностью  $10^3 \text{ кг/м}^3$ ) или алюминию (среде с плотностью  $2,65 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ).

Точку записи при ГГК обычно относят к середине расстояния между источником и индикатором. Кривые всех модификаций ГГК по форме аналогичны кривым ГК, и определение границ пластов, учет влияния инерционности измерительной аппаратуры осуществляются по тем же методикам, что и в гамма-методе.

Плотностной гамма-гамма-каротаж позволяет расчленять геологический разрез, выделять различные полезные ископаемые, определять пористость пород. Кроме того, он применяется для решения некоторых технических задач.

Расчленение разреза ГГК-П, выделение пластов-коллекторов и полезных ископаемых основаны на различии плотности основных породообразующих минералов. Ангидриты на диаграмме ГГК-П отмечаются минимальными показаниями, слабопористые разности доломита и известняка — несколько повышенными значениями. Максимальные показания ГГК-П соответствуют кавернам, в которых зондовая часть прибора не прилегает к стенке скважины, наиболее высокие показания в ровной части ствола — пластам каменной соли, средние и высокие показания — пористым известнякам, песчаникам и доломитам, а также пластам гипса. Высокими показаниями могут характеризоваться глины, содержащие каверны, а также иногда залегающие в верхней части разреза при ровной стенке скважины (за счет большой водонасыщенности). Низкие показания ГГК-П характерны для неразмытых глин, расположенных на больших глубинах и имеющих низкую пористость.

увеличением пористости уменьшается плотность горных пород в однотипном разрезе, поэтому пласты-коллекторы на диаграммах ГГК-П отмечаются высокими показаниями. Однако в неглинистом карбонатном разрезе увеличение показаний ГГК-П обусловлено, не только пористостью пород, но и наличием глинистой корки.

Описываемым методом можно определять глубину залегания, мощность и строение угольных пластов [ $\delta_{пл}=(1,2\div 1,8)10^3$  кг/м<sup>3</sup>], а в благоприятных условиях — их зольность. Плотностной гамма-гамма-каротаж применяют

также для выделения хромитовых руд [ $\delta_{пл} = (3,7 \div 4,5) 10^3 \text{ кг/м}^3$ ] среди змеевиков и серпентинитов [ $\delta_{пл} = (2,5 \div 2,6) 10^3 \text{ кг/м}^3$ ], колчеданных руд [ $\delta_{пл} = (3,5 \div 4,5) 10^3 \text{ кг/м}^3$ ] среди вмещающих пород [ $\delta_{пл} = (2,6 \div 2,8) 10^3 \text{ кг/м}^3$ ], марганцевых ( $\delta_{пл} = 4,5 \div 10^3 \text{ кг/м}^3$ ) и железных руд ( $\delta_{пл} = 3,4 \div 10^3 \text{ кг/м}^3$ ), бокситов ( $\delta_{пл} = 3 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ), флюоритов ( $\delta_{пл} = 3 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ), полиметаллических руд и калийных солей.

нефтяных и газовых скважинах ГГК-П наиболее эффективен при оценке пористости горных пород, которая основана на связи плотности  $\delta_{пл}$  с коэффициентом пористости  $k_p$ :

$$\delta_{пл} = (1 - k_p) \delta_{ск} + k_p \delta_{ж}. \quad (5.9)$$

где  $\delta_{ск}$  — минеральная плотность горной породы (скелета);  $\delta_{ж}$  — плотность флюида (газ, вода, нефть), заполняющего поровое пространство;

Плотностной гамма-гамма-каротаж является одним из немногих методов промысловой геофизики, одинаково чувствителен к изменению пористости в областях ее малых и больших значений. В этом его основное преимущество при определении коэффициентов пористости.

Данные ГГК-П широко используются также для изучения и контроля технического состояния скважин: отбивки цементного камня и муфт на обсадных колоннах, контроля доброкачественности колонны, уровня жидкости в скважине.

## 5.2 Интерпретация геофизических данных

Регистрация диаграмм всех геофизических методов исследования разрезов скважин ведется согласно “Технической инструкции на проведение геофизических исследований”.

диаграммам различных геофизических параметров предъявлялись следующие требования:

1. Зарегистрированные кривые соответствовали нормальной характеристике исследуемого разреза, известной из предыдущих геофизических исследований в данном районе.
2. Погрешности определения кажущегося сопротивления и других параметров не превышали 5 – 10%. Погрешность оценки диаметра скважины на кавернограмме была не более 1,5 см.
3. В скважинах, верхняя часть которых уже исследовалась, выполнялись повторные измерения – перекрытия замеров в нижней части ранее изученного участка не менее 50 м.
4. Кривые не должны быть искажены влиянием утечек тока, индуктивных наводок и т. п.
5. Допустимая погрешность определения глубин до 1000 м составляла 1 м.
6. На диаграммах фиксировались положения меток и указывались соответствующие им глубины.

Диаграммы, записанные в скважине, являются подлинниками и сдаются интерпретационной службе.

Интерпретации диаграмм геофизических методов исследований скважин предшествовала их предварительная обработка, включающая оформление и оценку качества.

Качество проведенных на скважинах измерений зависит от технического состояния аппаратуры, оборудования, кабеля, соединительных цепей, скорости регистрации, точности определения глубин и т.д.

На подлинниках диаграмм приводятся следующие сведения:



а) наименование геофизического управления, конторы, партии; б) название площади; в) вид исследования;

г) интервал исследования;

д) данные о конструкции скважины – глубина забоя, диаметр долота и глубина колонны;

е) данные о техническом состоянии скважины; ж) тип и номер станции;

з) скорость и масштаб регистрации глубин, масштаб глубин;

к) дата измерений, подпись оператора и дополнительные сведения.

Качество материалов оценивалось следующими градациями: отличное, хорошее, удовлетворительное, брак.

Отличное качество – результаты работ полностью соответствуют техническим требованиям.

Хорошее качество – диаграммы соответствуют техническим условиям, но содержат незначительные дефекты, которые возможно исключить при дополнительной обработке.

Удовлетворительное качество – результаты измерений имеют дефекты, которые можно устранить лишь частично.

Брак – диаграммы записаны с погрешностями, превышающие допустимые, или упущениями и помехами, которые невозможно устранить при обработке, в результате чего материал не может быть использован для решения задач, поставленных перед данным видом исследования.

Особенности изучения карбонатных коллекторов

Карбонатные коллекторы отличаются от терригенных следующими особенностями:

1. Полиминеральным составом матрицы породы, включающей кальцит, доломит, глинистый и силикатный материал, а также ангидрит, гипс, битумы. Каждый дополнительный компонент матрицы вынуждает расширять комплекс методов определения пористости коллекторов, поскольку все эти методы к вариациям минерального состава породы.

2. Сложностью и разнообразием структур порового пространства. Они различаются не только сечением и конфигурацией первичных пор, характеризующих матрицу карбонатной породы, но также вторичным пустотным пространством, образующимся из трещин и каверн различных размеров и направленности. Этот фактор коренным образом влияет на коллекторские свойства карбонатных пород, существенно отражается на показаниях электрических и акустических методов и является наиболее трудноучитываемым, особенно на количественном уровне.

3. Широким диапазоном фильтрационных свойств коллекторов, включающих породы с проницаемостью, изменяющихся до шести порядков для газа. При этом для карбонатных коллекторов часто характерна двойная система фильтрационных каналов: одна охватывает поры матрицы, другая – трещины. Последние имеют на порядки большую проницаемость и тем самым обеспечивают промышленные притоки углеводородов, дренируя низкопроницаемую матрицу, содержащую нефть и газ. Породы-коллекторы с двойной системой фильтрации могут иметь низкую пористость менее 5-6%. Их влияние и оценка весьма затруднены как по данным ГИС, так и по данным керн и испытаний.

Наличие в карбонатных разрезах чисто трещинных коллекторов с развитой системой макротрещин является объективной реальностью, однако выделение их в разрезе возможно лишь по данным гидродинамических или промыслово-геофизических исследований скважин. [Абдуллин Р.Н., Аглиуллин М.Я.]

Особенности литологического расчленения карбонатного разреза методами ГИС

Трудности поисков и разведки нефтяных месторождений и залежей, связанных с карбонатными породами, заключаются в резкой литолого-петрографической неоднородности по вертикали и горизонтали, изменении структурного коэффициента пород, которые обусловили сложные неоднозначные зависимости измеряемых геофизических параметров от

коллекторских свойств и их насыщенности. Это усугубляется ещё и определенными ограничениями изучения карбонатных пород прямыми методами. При крайне низкой представительности кернового материала и почти полном его отсутствии из нефтенасыщенных пластов определенные по керну данные обычно далеко не соответствуют характеристике пласта в естественном залегании. Причина несоответствия заключается в том, что по керну оценивается только емкость межзерновой пористости. Каверновая и трещинная емкости по керну практически не определяются.

Загипсованность, доломитизация, развитая вторичная пористость (трещиноватость и кавернозность), глубокое проникновение фильтрата бурового раствора в пласт, искажение каротажных характеристик вследствие вскрытия и исследования пластов на воде – вот неполный перечень, обуславливающих неоднозначную интерпретацию геофизических данных в этих горизонтах.

Прежде чем приступить к расчленению разреза, диаграммы различных методов увязываются по глубине. Для этого используются показания различных методов, соответствующие пластам с наиболее четкой характеристикой. После корректировки глубин диаграммы различных методов совмещаются по глубине.

Расчленение разреза производят на основании того, что породы характеризуются определенными значениями параметров на диаграммах различных методов.

Карбонатные породы характеризуются в основном высоким удельным сопротивлением. Высокопористые и плотные известняки и доломиты: показания ПС изменяются в широких пределах – от максимально отрицательных до незначительно положительных при наличии глинистого цемента, в битуминозных породах иногда отмечаются положительные аномалии (у плотных известняков). Показания ГК низкие - в известняках, повышенные – в доломитах и битуминозных породах. Показания НГК в высокопористых известняках низкие и средние в водо-нефтенасыщенных

пластах; у плотных известняков напротив пластов насыщенных водой или нефтью показания НГК высокие. Если известняки глинистые, то на диаграммах ПС аномалии практически отсутствуют, а показания ГК имеют промежуточные значения между показаниями в глинах и плотных известняках; в водо- и нефтенасыщенных пластах средние и низкие значения вызванной радиоактивности на диаграммах НГК.

В карбонатных породах диаметр скважин близок к номинальному. При вскрытии коллектора диаметр скважины уменьшается. [Дахнов В. Н., М., Недра, 1982]

Карбонатные коллекторы условно можно подразделить на высокопористые (с межзерновой пористостью) и трещинно-кавернозные.

*Карбонатные коллекторы с высокой пористостью* имеют такую же геофизическую характеристику, как и песчаные; их выделяют следующим способом.

Отмечают в разрезе глины, аргиллиты и глинистые карбонатные породы. Для этого в основном используют данные ПС и ГК: против глинистых пород на кривой ПС наблюдаются максимумы потенциала, а на кривой ГК – высокие показания. Для глин, аргиллитов и сильно глинистых карбонатных пород характерно также низкое удельное сопротивление их и увеличение диаметра скважины.

Оставшиеся неглинистые породы разделяют на малопористые и пористые; последние могут рассматриваться, как возможные коллекторы.

Для выделения пористых разностей используют следующие признаки:

Низкие показания на диаграммах микрокаротажа.

Пониженные показания на кривой нейтрального каротажа (исключение, как обычно, составляют газоносные пласты).

Следует отметить, что против неглинистых пород коллекторов обе кривые радиоактивного каротажа (ГК и НГК) отклоняются в одну сторону – влево.

Выделение коллекторов в разрезе, представленном карбонатными породами, значительно упрощается, если в нем не содержатся глинистые породы.

В этом случае пористые разности четко отмечаются среди малопористых пород карбонатной толщи по большим временам пробега (малым скоростям) на кривой акустического каротажа и минимумами на кривой НГК.

Удельное сопротивление не является характерным параметром для карбонатных коллекторов. Исключение составляют очень низкие удельные сопротивления (до 10 – 20 Ом м), обычно соответствующие высокопористым водоносным пластам, и очень высокие удельные сопротивления (порядка нескольких тысяч Ом м), типичные для плотных карбонатных пород; в связи с содержанием остаточной воды удельное сопротивление нефтеносных пород не достигает столь больших значений.

*Трещинные и трещинно-кавернозные коллекторы*, к которым относится значительное число карбонатных пластов, часто не имеют четко выраженной каротажной характеристики и выделить их непосредственно по данным каротажа довольно трудно. Лишь в отдельных районах трещинные породы имеют отличительные признаки на кривых тех или иных видов каротажа, достаточные для распознавания. Так, кривые бокового микрокаротажа и кавернограммы обычно изрезаны; кажущиеся сопротивления, замеренные обычными зондами, боковым микрозондом и другими зондами значительно меньше значений их против окружающих плотных пород. Показания ГК и НГК такие же, как против неглинистых плотных пород.

В благоприятных случаях (неглинистые и негазоносные породы) наличие трещинных коллекторов может быть установлено путем сопоставления и количественного анализа данных электрического каротажа, нейтронного каротажа и результатов анализа керн а.

## Интерпретация диаграмм акустического метода

Кривая интервального времени регистрируется в линейном масштабе так, что величина  $T$  растет слева направо. Кривая затухания регистрируется в линейном либо логарифмическом масштабе  $a$ . Таким образом, породы с высокой пористостью и повышенным ослаблением энергии волн отмечаются на фоне вмещающих пород максимумами на кривых  $T$  и  $a$ . Аномалии указанных параметров симметричны относительно середины пласта. Границы его при любом соотношении размера зонда  $L$  и мощности  $h$  находятся по точкам, смещенным на  $L/2$  от основания аномалии к середине пласта (рис.5.3).

150 250 350 150 250 350 150 250 350 150 250 350  $T, \text{ мкс/м}$   $H=0,2\Delta L$

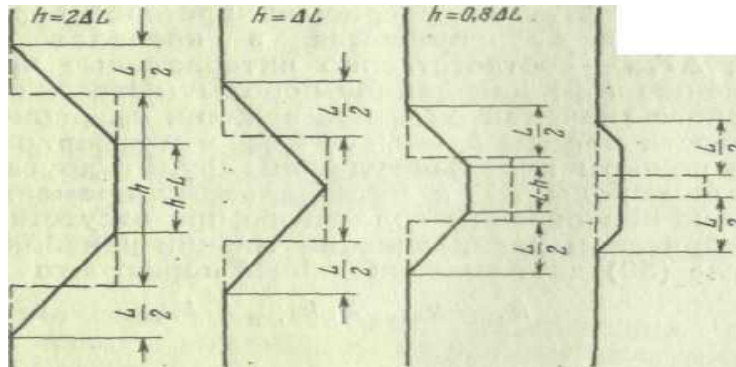


Рисунок 5.3 - Теоретические формы аномалий и определение границ пластов по диаграммам акустического зонда.  $\Delta L=L_2-L_1$  - расстояние между приемниками (база зонда)

Определение пористости по диаграммам  $T$  состоит из нескольких операций.

Оценка качества диаграмм. Кривые  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T$ , не удовлетворяющие одному из стандартных требований, являются браком, и интерпретации не подлежат.

Определение границ пластов.

Отсчет  $\Delta T$  в пределах аномалии проводят для участков разреза, отмечаемых номинальным диаметром  $d_n$  или  $d_c < d_n$  на кавернограмме; пласты с  $d_c > d_n$  не интерпретируются. Поскольку во внимание не принимаются пласты мощностью  $H < L$ , влияние вмещающих пород на  $T$  не учитывают. Влиянием скорости подъема  $V$  зонда и постоянной  $\tau$  интегрирующей ячейки на  $T$  пренебрегают при  $V < 1000$  м/ч,  $\tau < 0,5$  с.

Разделение пластов на группы по затуханию  $\alpha$ . Все интервалы разреза, выбранные для интерпретации, делят на три группы- с низкими, средними и высокими  $\alpha$ . Первая группа представлена терригенными и карбонатными породами с межзерновой пористостью низкой глинистостью; вторая- породами со средней глинистостью, умеренной трещиноватостью и газонасыщенными коллекторами; третья- породами с высокой глинистостью, высокопористыми рыхлыми коллекторами, породами с интенсивной трещиноватостью по нормали к оси скважины.

Определение пористости. Для слабоглинистых межзерновых терригенных карбонатных коллекторов, залегающих на глубине от 1,5-2 км до 3-3,5 км, величина  $k_{п}$  рассчитывается по формуле  $k_{п} = T - T_{ск} \setminus T_{ж} - T_{ск}$ . Значение  $T$  определяется по диаграмме  $T$ ,  $T_{ж}$  — по номограмме,  $T_{ск}$  выбирается в соответствии с известным минеральным составом скелета пород в исследуемом интервале.

В мономинеральной карбонатной породе расчет  $k_{п}$  по формуле дает значение  $k_{п} = k_{п,мз} = k_{п,общ}$  в межзерновом коллекторе. В трещинно-межзерновом коллекторе с продольной ориентацией трещин полученное

$k_{\Pi} \approx k_{\Pi, \text{МЗ}}$ ; с поперечными трещинами  $k_{\Pi} < k_{\Pi, \text{МЗ}}$ . В трещинно-кавернозно-межзерновом  $k_{\Pi}$  лежит в пределах между  $k_{\Pi, \text{общ}}$  и  $k_{\Pi, \text{бл}}$

При изменении глубины и, следовательно, термобарических условий залегания пород в широком диапазоне для изучаемых объектов рекомендуется определять  $k_{\Pi}$  по диаграммам Т с использованием экспериментальных зависимостей  $\Delta T = f(k_{\Pi})$  и учетом  $t$  и  $p$ .

продуктивных пластах в значения  $k_{\Pi}$  установленные описанными выше способами, рекомендуется вводить поправку  $f$ , учитывающую влияние на  $T_{\text{ж}}$  частичного нефтегазонасыщения коллектора в зоне исследования акустическим методом

$$k_{\Pi}' = f k_{\Pi} \quad (5.10)$$

Здесь  $k_{\Pi}$  — исправленное значение пористости. Величина  $f$  принимается равной 0,9 в нефтеносных и 0,7—0,8 в газоносных коллекторах.

Определение пористости по данным акустического метода нецелесообразно в разрезах с высокой пористостью ( $k_{\Pi} > 30\%$ ) и низкопористых породах и интенсивной трещиноватостью. [Латышова М.Г., М., Недр, 1981]

#### Интерпертация гамма-гамма-плотностного каротажа

Сначала осуществляется проверка стандартности и калибровка показаний приборов после их ремонта или смены детекторов.

Полевые калибровочные устройства (ПКУ) из алюминиевых блоков с продольной выемкой под прибор служат для проверки и установки масштаба диаграмм на скважинах.

Интерпертация приводится с аппаратурой РГП-2 и РКС-1.

Приборы РГП-2 регистрируют диаграммы  $I_i \setminus I_{i \text{ эт}}$  ( $i = 1, 2; l_{31} < l_{32}$ ), где  $I_{i \text{ эт}}$  — показания зондов в ПКУ (обычное для него  $\delta_{\text{экв}} = 2,58 \text{ г/см}^3$ ), а также функцию  $F(\delta)$ .



$(I_2 \setminus I_1) (I_{1\text{эт}} / I_{2\text{эт}}) = B I_1 / I_{1\text{эт}}$ . Для разных приборов в РГП-2 величина  $B$  постоянна и равна 0,6. Поэтому для проверки прибора и установки масштаба достаточно одного ПКУ.

Ниже показаны значения функции  $F(\delta)$ , с использованием которой можно проставить масштаб плотности на диаграммах.

$\delta, \text{г/см}^3$	22,0	22,1	22,2	22,3	22,4	22,5	22,6	22,7	22,8	22,9	32,0
$F(\delta)$	11,7	11,36	11,09	10,80	10,69	10,50	10,37	10,27	10,17	10,11	10,06

Если зарегистрированы лишь диаграммы  $I_1$  и  $I_2$ , определяют  $\delta$  по палетке на рис. 5.4. Шифр кривой, на которую ложится точка с координатами  $I_1 / I_{1\text{эт}}$  и  $I_2 / I_{2\text{эт}}$ , —  $\delta_{\text{экв}}$ . Если  $h_{\text{пр}} \neq 0$ ,  $\delta_{\text{пр}} < \delta$ , точки ложатся левее штриховой линии, а при  $\delta_{\text{пр}} > \delta$  — правее нее.

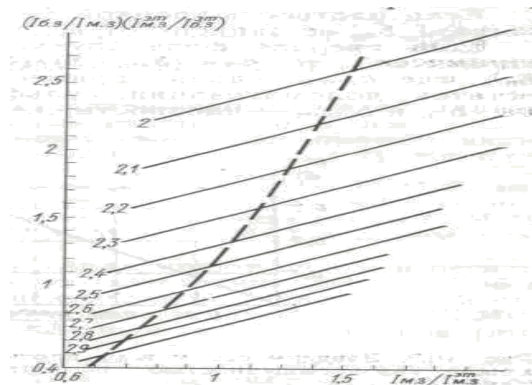


Рисунок 5.4 - Палетка для определения плотности пород по данным ГГК (аппаратура РГП-2):

$I_{\text{бз}}$  и  $I_{\text{мз}}$  - показания большого и малого зондов;  $I_{\text{бз}}^{\text{эт}}$  и  $I_{\text{мз}}^{\text{эт}}$  — то же в эталонировочном баке из алюминия.

Шифр кривых — плотность пород,  $\text{г/см}^3$ .

Штрихами показаны линии пластов без глинистой корки ( $h_{\text{пр}} = 0$ )

приборах РКС-1 непосредственно регистрируется диаграмма  $\Delta\delta = \delta_{\text{ЭКВ}} - \delta_{\text{ЭКВ}\cdot\text{ЭТ}}$ , вычисляемая по алгоритму  $\Delta\delta_{\text{ЭКВ}} = k_1 \ln(I_1/I_{1\text{ЭТ}}) + k_2 \ln(I_2/I_{2\text{ЭТ}})$ . Нулевая линия диаграммы соответствует значению  $\delta_{\text{ЭКВ}}$  для ПКУ.

Выделение границ, определение толщины пластов и введение поправки за  $V\tau_{\text{я}}$  при ГГК-п осуществляются по тем же правилам, что и при ГК. Точка записи зонда - середина расстояния между детектором и источником, точка записи данных двухзондовой установки, т. е. отношения показаний зондов, кривых  $\delta$  и  $F(\delta)$  — середина расстояния между детекторами.

Практически не сказываются на диаграммах  $\delta$  и  $F(\delta)$  изменение номинального диаметра скважины в интервале 200—300 мм; наличие глинистой корки толщиной до 2 см; увеличение диаметра скважины, не превышающее

предельное раскрытие прижимного рычага, если протяженность каверны более пяти длин прибора, а иззубренность стенки  $\leq 2$  см. При  $h_{\text{пр}} > 2$  см алгоритм вычисления  $F(\delta)$  или  $\delta$  не полностью исключает влияние промежуточного слоя.

Поправку за вклад естественного  $\gamma$ -излучения горных пород, заметную в высокоактивных породах, прибавляют к  $\delta_{\text{ЭКВ}}$  (она приводится в описаниях приборов).

Решение геологических задач по данным ГГК-П.

Выделение горных пород, различающихся по плотности. Хорошо расчленяются гидрохимические породы, так как их плотность стабильна и неодинакова для отдельных разностей. В карбонатно-терригенном разрезе, где плотность зависит и от  $k_{\text{п}}$ , тип пород определяют комплексом ГГК-п и СНМ.

ГГК-п - основной метод выделения угольных пластов (плотность 1,1-1,8 г/см<sup>3</sup>), руд повышенной плотности - хромовых и колчеданных (3,5-4 г/см<sup>3</sup>), флюорита (3,1 г/см<sup>3</sup>), корунда (3,5-4 г/см<sup>3</sup>), железных, марганцевых руд и т. д.

Объемную  $k_p$  и массовую  $C_p$  концентрации полезного ископаемого находят по формулам  $k_p = (\delta - \delta_{\text{вм}}) / (\delta_{\text{руд}} - \delta_{\text{вм}})$ ,  $C_p = k_p \delta_p / \delta$ , где  $\delta$ ,  $\delta_{\text{вм}}$ ,  $\delta_{\text{руд}}$  - плотность руды (породы), вмещающих пород и рудного минерала соответственно.

Определение  $k_{\text{п}}$  - основное назначение ГГК-п в нефтяных и газовых скважинах.

Если плотность твердой фазы  $\delta_{\text{ТВ}}$  и заполнителя пор («жидкости»)  $\delta_{\text{Ж}}$  не зависит от  $k_{\text{п}}$ , то  $k_{\text{п}} = (\delta_{\text{СК}} - \delta) / (\delta_{\text{ТВ}} - \delta_{\text{Ж}})$ .

Если твердая фаза двухкомпонентная (условно «скелет» и «примесь»), то  $k_{\text{п}} = (\delta_{\text{СК}} - \delta) / (\delta_{\text{СК}} - \delta_{\text{Ж}}) + (\delta_{\text{ПРИМ}} - \delta_{\text{СК}}) K_{\text{ПРИМ}} / (\delta_{\text{СК}} \delta_{\text{Ж}})$ , где  $K_{\text{ПРИМ}}$  - доля примеси

(глинизация, нерастворимый остаток, доломитизация, сульфатизация и т.п.) в объеме породы;  $\delta_{\text{СК}}$  и  $\delta_{\text{ПРИМ}}$  - плотность скелета и примеси.

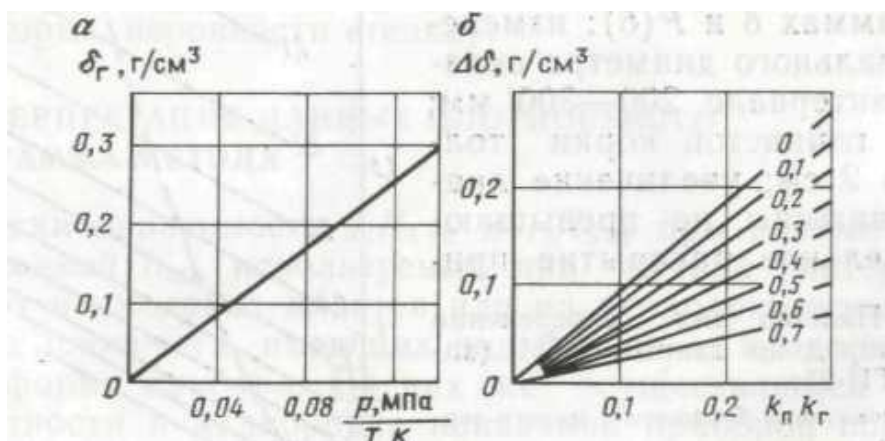


Рисунок 5.5 -Зависимость между плотностью газа  $\delta_g$  и отношением  $p/T$  (а) и между газонасыщенностью и плотностью породы ( шифр кривых  $x - \delta_r, \text{ г/см}^3$  (б))

При бурении на соленых растворах  $\delta_{\text{ж}} = 1 + 0,64 C_{\text{ф}}$ , где  $C_{\text{ф}}$  - минерализация фильтрата.

При использовании инвертных буровых растворов обычно  $\delta_{\text{ж}} \approx 0,85 \text{ г/см}^3$ .

Погрешность  $k_{\Pi}$  из-за остаточной нефти и обычно менее 0,5-1%.

газоносных пластах следует учитывать остаточную газонасыщенность  $k_{г.о.}$  зоны проникновения и вместо  $\delta_{ж}$  использовать  $\delta'_{ж} = \delta_{ж} - k_{г.о.}(\delta_{ж} - \delta_{г})$ . Значение  $\delta_{г}$  находят по формуле и по графику на рис. 4.6.

Ошибка из-за неконтролируемых колебаний  $\Delta\delta_{ТВ}$  значений  $\delta_{ТВ}$  равна:

$$k_{\Pi} \approx (\delta - \delta_{ж}) \Delta\delta_{ТВ} / (\delta_{ТВ} - \delta_{ж})^2 \approx (\delta - \delta_{ж}) \Delta\delta_{ТВ} / 3. \text{ При } k_{\Pi} 10-20\% \quad k_{\Pi} \approx 0,8\delta_{ТВ}.$$

[Итенберг С. М., Недра, 1972.]

Определение пористости и литологии карбонатных пород при помощи комплексирования методов ГГК-п, НГК, АК

Один из способов решения данной задачи заключается в сопоставлении парных связей между параметрами  $\delta_{\Pi}$  и  $I_{НГК}$  (комплекс ГГК—НГК),  $t$  и  $I_{НГК}$  (комплекс ГГК-АК),  $\delta_{\Pi}$  и  $t$  (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 откладываются значения  $1/I_{НГК}$  в усл. ед. (обратные относительные показания НГК). В нижней части палеток имеются номограммы, объединенные с осью абс-цисс  $1/I_{НГК}$  для учета плотности ПЖ  $\delta_c$ , диаметра скважины  $d_c$  и толщины глинистой корки  $h_{ГК}$ . 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 (ДРСТ-90, СП-62), типу ПЖ (глинистой и известково-битумной),  $d_c$  (190—243 и 270—295 мм) и различной ми-нерализации ПЖ и пластовых вод при температуре 18 °С.

При построении палеток учтены погрешности измерений аппаратурой: РГП-2,  $\Delta\delta = \pm 0,03 \text{ г/см}^3$ ; СПАК,  $\delta(\Delta t) = \pm 5 \text{ мкс/м}$ ; ДРСТ, СП-62— $\pm 5\%$ . С учетом погрешностей карбонатные породы подразделяются на следующие разности по

содержанию доломита: известняк — менее 33%,; доломит известковый — от 33 до 66%; доломит — от 66 до 100%. Каждый из литотипов на палетке выделен полосой с учетом погрешности. Погрешность в оценке пористости для всех трех комплексов приблизительно одинакова и не превышает  $k_{п} = \pm 2\%$ , от объема пород. При сравнении  $k_{п}$ , полученных разными комплексами, расхождения, не превышающие этой величины, во внимание не принимаются.

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

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

2. На листе кальки прочерчивают оси, соответствующие осям палетки, лист накладывают на палетку и на него наносят точки, отвечающие значениям  $\delta_{п}$ ,  $t$  и  $(1/I_{нгк})'$ , где  $(1/I_{нгк})'$  — значение  $1/I_{нгк}$  в усл.ед., исправленное за  $\delta_{с}$ ,  $d_{с}$ ,  $h_{гк}$ , согласно палетке. Точки отсчитываются по диаграммным данным.

3. Подготовленный бланк с нанесенными точками, согласно исследуемым пластам, совмещают с соответствующей палеткой. Логарифмический масштаб, использованный для  $1/I_{нгк}$  в усл. ед., допускает корректировку значений условных единиц путем перемещения бланка с массивом точек относительно осей 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 и ГГК-АК) оценивают пористости соответственно  $k_{п1}$ ,  $k_{п2}$ ,  $k_{п3}$  и литотипы пород.

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

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 каолинитовом составе  $k_{п1} > k_{п2} > k_{п3}$ , при гидрослюдном  $k_{п3} > k_{п2} > k_{п1}$  ( $\Delta t$  в каолините равно 217 мкс/м, в гидрослюде 251 мкс/м).

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

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.

Каверновая пористость оказывает существенное влияние на результаты определения  $k_{п}$  и литологии комплексом НГК-АК и ГГК-АК. На результаты комплекса ГГК-НГК структура порового пространства не влияет. При наличии каверновой пористости сохраняется соотношение  $k_{п1} > k_{п2} > k_{п3}$ . Учитывая, что погрешность определения пористости рассматриваемыми методами составляет  $\pm 2\%$ , оценка  $k_{п.кав}$  по комплексу ГГК-НГК-АК возможна для значений  $k_{п.кав}$ , превышающих погрешности.

Исходя из данных исследуемой скважины и условий измерения интерпретация может быть выполнена с помощью палеток (рис. 5.6, а, б, в).

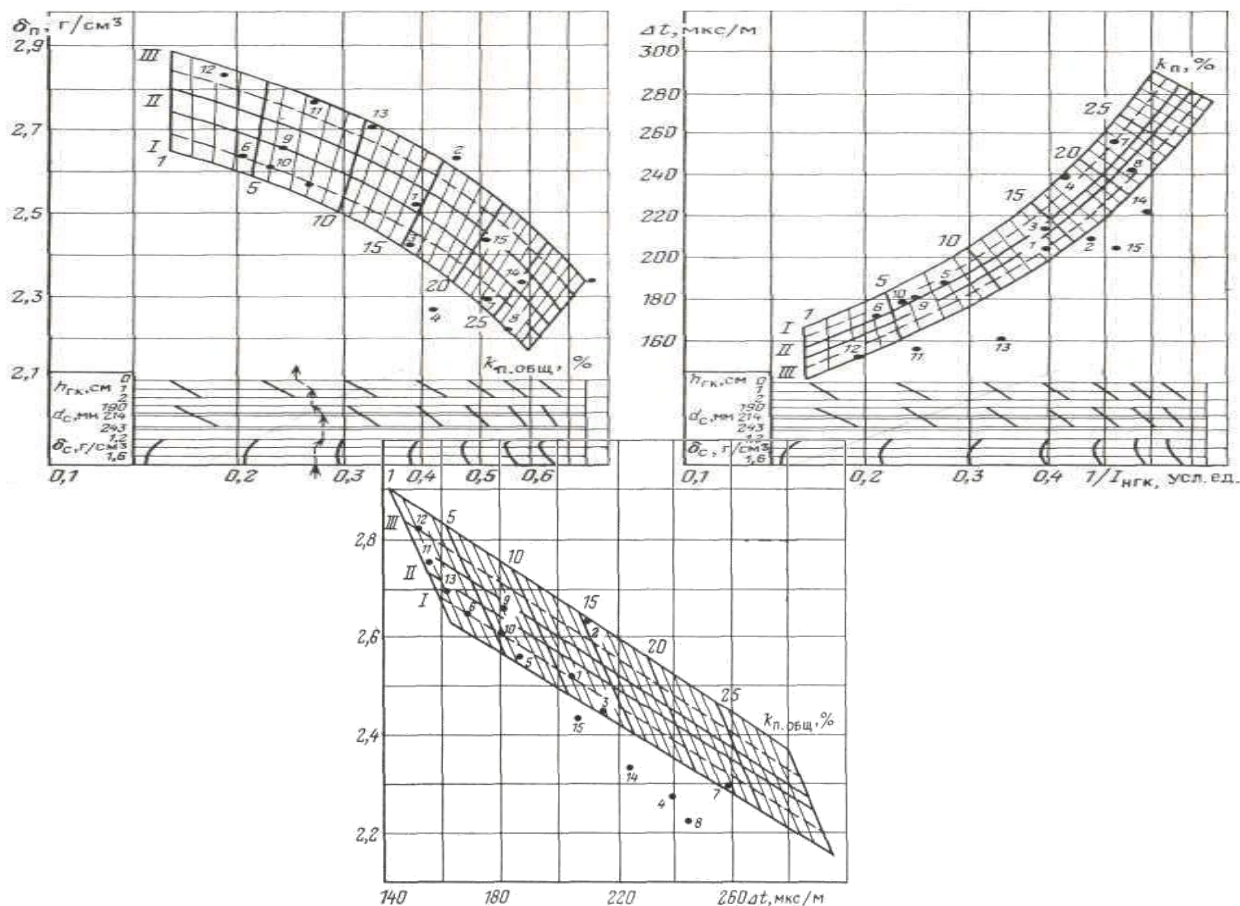


Рис. 5.6 Пример результата комплексной интерпретации данных ГГК, НГК, АК в карбонатных отложениях.  $d_c=190\text{ мм}$ ;  $p_c 18^\circ=1,5\text{ Ом}\cdot\text{ м}$ ;  $\delta_c=1,2\text{ г/см}^3$ , аппаратура ДРСТЗ-90 (ПЖ на глинистом растворе), сопоставление парных зависимостей комплексов с палетками: а)  $\delta_{\text{общ}}$  и  $1/I_{\text{НГК}}$  ГГК-НГК; б)  $t$  и  $1/I_{\text{НГК}}$ - усл. ед. АК-НГК; в)  $\delta_{\text{п}}$  и  $t$  ГГК- АК, ДРСТЗ-90 (ПЖ-вода;  $C_{\text{п}}=C_c<60\text{ г/л}$ ;  $T_{\text{ж}}=610\text{ мкс/м}$ ;  $\delta_{\text{ж}}=1\text{ г/см}^3$  (ВНИГИК). I — известняк; II — доломит известковистый; III — доломит [Итенберг С. С. М., Недра, 1972]

Выделение коллекторов и оценка их литологии по данным радиоактивного (НГК И ГГК-П) и акустического (АК) каротажа по данным фирмы «Шлюмберже»

Показания радиоактивного (НГК и ГГК-п) и акустического (АК) каротажа по-разному зависят от литологического состава скелета породы и жидкости, заполняющей поры. Совместное использование этих методов расширяет информацию о коллекторе, его литологии и поровом заполнителе.

Если неизвестна литология породы или сочетание минералов, слагающих данную породу, выделение коллектора одним из методов НГК, ГГК-п и АК затрудняется. Интерпретация еще более усложняется, если поры заполнены

флюидом (водой, нефтью, газом), заметно отличающимся по водородосодержанию и плотности от воды, используемой при градуировке приборов.

В зависимости от сложности задачи определение литологии и оценка пористости породы проводится путем сочетания двух или трех методов.

На рис. 4.8 дан график сопоставления пористости, определенной по ГГК-П и НГК.

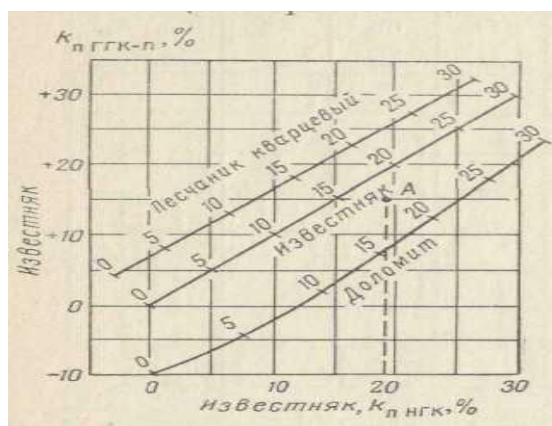


Рис. 5.7. График определения литологии и оценки пористости по данным плотностного ГГК-П и нейтронного гамма-каротажа НГК в скважинах, заполненных водой (по данным фирмы «Шлюмберже»)



График составлен для чистых пород с межзерновой пористостью (поры полностью заполнены пресной водой) и скважин, бурящихся на воде или растворе, приготовленном на воде. Линии на графике соответствуют водонасыщенным чистым породам (песчаник, известняк, доломит) и проградуированы в единицах пористости. В качестве опорного пласта принят водонасыщенный известняк с межзерновой пористостью; измерения, выполненные по ГГК и НГК, дают одинаковые результаты (прямая линия). Другие кривые рассчитывались при условии, что скелет породы по своему строению аналогичен известняку и поры полностью насыщены той же водой.

Различное положение линий на графике для песчаника, известняка и доломита указывает на существенное влияние литологии пород на показания различных методов каротажа. (Влияние литологии на показания различных методов каротажа сказывается особенно резко при наличии в разрезе пластов гипса и глин)

Поясним на примере как пользоваться графиком, изображенным на рис.4.8. По данным диаграмм ГГК-п и НГК определяем значения пористости известняковой породы. Согласно графику находим величины  $k_{п,ГГК} = 15\%$  и  $k_{п,НГК} = 19\%$  (точка А). Эти величины разместились между кривыми, соответствующими известняку и доломиту. Через данную точку проводим линию, соединяющую пористость, равную  $18\%$  на двух кривых.

Используя палетку, можно предположить, что скелет породы состоит из известняка и доломита. Разделив пропорционально расстояние между двумя кривыми, находим, что точка А характеризует породу, содержащую  $40\%$  доломита и  $60\%$  известняка.

Показания перечисленных видов каротажа (АК, ГГК и НГК) различаются также в зависимости от строения пор.

На показания акустического каротажа в основном влияет межгранулярная пористость и в малой степени — кавернозная. Показания НГК и ГГК зависят от общей пористости. Следовательно, на графиках

использующих данные АК, в породах с кавернозной пористостью будет наблюдаться снижение кажущейся пористости сравнительно с другими методами.

Наличие газа или легких углеводородов приводит к увеличению кажущейся пористости по данным ГГК-п и уменьшению по НГК. В неуплотненных породах под влиянием газонасыщенности наблюдается сдвиг по казаний акустического каротажа (АК увеличивается).

Таким образом, на основании комплексного анализа диаграмм НГК, ГГК-П

АК можно в ряде случаев выделить коллектор, уточнить литологию пластов, вскрываемых скважиной, и оценить их пористость. [Итенберг С. С., М., Недра, 1987].

## 6 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

При выполнении исследований в скважине необходимо оперативно получать информацию о записи приборов в пласте. Однако, технология спуска приборов на кабеле не позволяет достичь требуемого проникновения в пласт в наклонных скважинах из-за большого угла. В свою очередь, автономные комплексы, спускаемые на трубах, не позволяют оперативно получать информацию, так как вся получаемая информация записывается на flash память и доступна только после подъема сборки. На данный момент времени существует несколько технологий удовлетворяющих поставленным задачам. К таким технологиям можно отнести заход в пласт с использованием так называемого «трактора», а так же существует технология Thrubit, при которой буровой инструмент не извлекается из скважины для проведения работ ГИС. Наиболее эффективным методом доставки комплекса приборов в горизонтальный пласт, является метод TLC.

Данный метод позволяет производить спускоподъемные операции с комплексом ГИС одновременно на кабеле и буровых трубах. Такой подход позволяет контролировать качество регистрируемых данных в режиме online. Получение конечных данных происходит еще до окончательного подъема бурового инструмента, что экономит время для заказчика.

Таким образом, наилучшим методом выполнения работ является спуск приборов единой компоновкой методом TLC, что позволяет попадать в пласты с любым углом наклона, а также оперативно получать информацию об исследовании в пласте.

Для выполнения комплексных геофизических исследований в горизонтальных скважинах, любой протяженности горизонтального участка, применяется TLC оборудование для спуска на бурильных трубах представленное на рисунке 6.1.

Наконечник мокрого соединения и головка мокрого соединения позволяют произвести подключение геофизического комплекса к

геофизическому кабелю непосредственно в скважине, а разрезной переводник, в свою очередь, обеспечивает возможность пропустить геофизический кабель в буровую колонну и синхронный спуск кабеля и буровых труб.

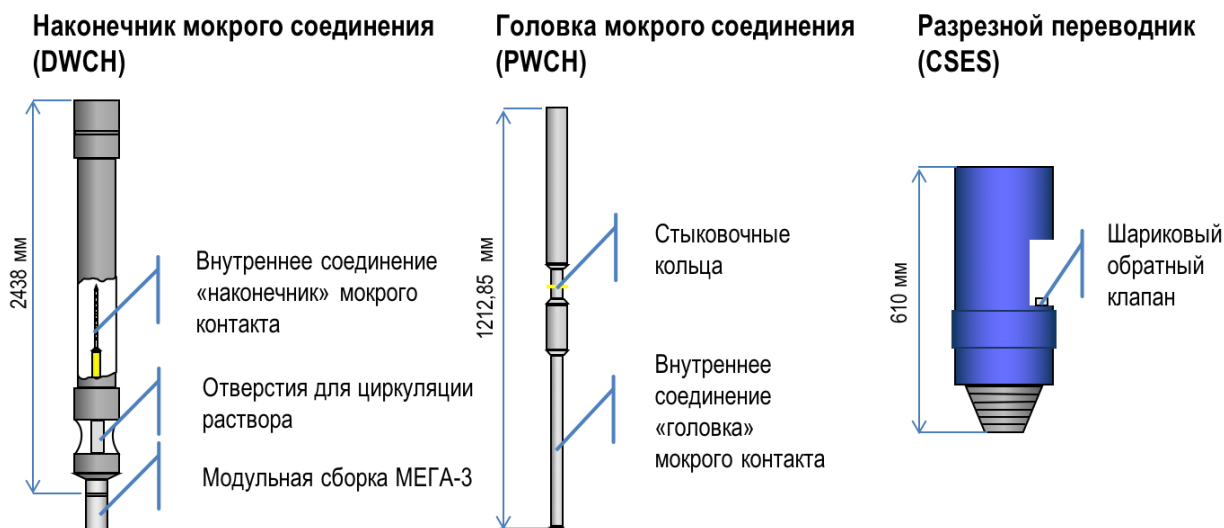


Рисунок 6.1 – Оборудование TLC

Технология спуска и подъема геофизического комплекса представляет собой несколько этапов с обязательным соблюдением всех необходимых условий. Ниже приведены условия, предписанные правилами выполнения работ методом TLC.

При спуске приборов ГИС на трубах без кабеля выполнять следующие требования.

После сборки геофизических приборов накрутить необходимые переводники и спустить необходимое количество труб, указанное инженером.

Скорость спуска приборов без кабеля в колонне не быстрее чем 0,4 м/с, в открытом стволе не быстрее чем 0,2 м/с.

Не использовать трубную смазку.

Начало спуска труб, движение вниз и их остановка должны быть плавными, чтобы не повредить приборы.

Производить долив бурового раствора в инструмент каждые 10 свечей или согласно ГТН. В закрытом стволе циркулировать через каждые 1000 м, в

открытом стволе через каждые 10 свечей до получения обратного притока (10-15 мин), с использованием фильтра с расходом не более 38 л/с, либо 70 атм.

Порядок спуска бурильного инструмента должен соответствовать нумерации свечей, указанной в «мере».

При разгрузке более 1 тонны, затяжке 3 тонны и любых других вопросах – остановить спуск/подъем.

Перед спуском головки мокрого соединения на кабеле промыть скважину в течение полного цикла (или времени, указанному начальником партии) на данной глубине, скорость прокачки не более 38 л/с, либо 70 атм., с использованием фильтра.

Во время полного цикла промывки буровой бригаде необходимо осуществить подъем и фиксацию верхнего ролика согласно указаниям начальника партии.

После спуска головки мокрого соединения, для соединения кабеля с приборами по команде инженера запустить насос при производительности не более 38 л/с с использованием фильтра.

При спуске приборов ГИС на бурильных трубах с кабелем должны выполняться следующие требования.

Зафиксировать ротор. Не вращать инструмент.

Клинья вставлять аккуратно во избежание повреждения каротажного кабеля.

После завершения каротажа на бурильных трубах, подъем инструмента с приборами ГИС без кабеля осуществлять со скоростью 25 м/мин (0,4 м/с).

Не соблюдение предписанных условий выполнения каждого из этапов ведет к нарушению записи данных и сбою в работе приборов.

На первом этапе производится монтаж и спуск геофизической сборки на бурильных трубах, важно отметить, что наконечник мокрого соединения монтируется непосредственно последним на геофизическую сборку, для дальнейшего соединения с головкой мокрого соединения.

На втором этапе производится монтаж роликов, соединение геофизического кабеля с головкой мокрого контакта, стыковка головки мокрого контакта с наконечником, монтаж разрезного переводника на последнюю трубку буровой колонны. Далее производится синхронный спуск кабеля и бурильных труб (рисунок 6.2,6.3).

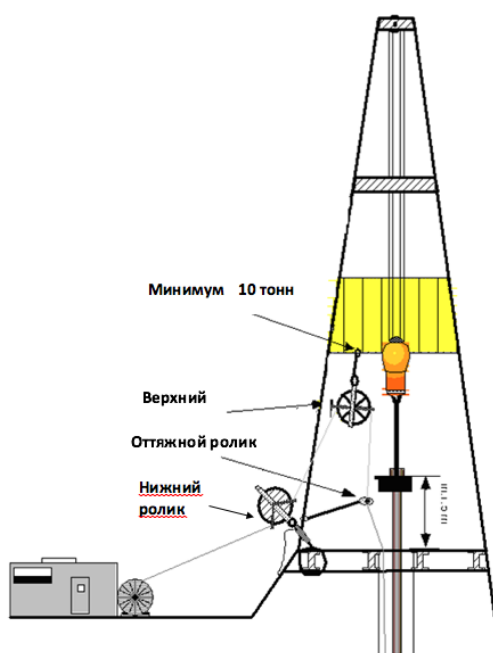


Рисунок 6.2 – Схема установки геофизических роликов для проведения работы методом TLC

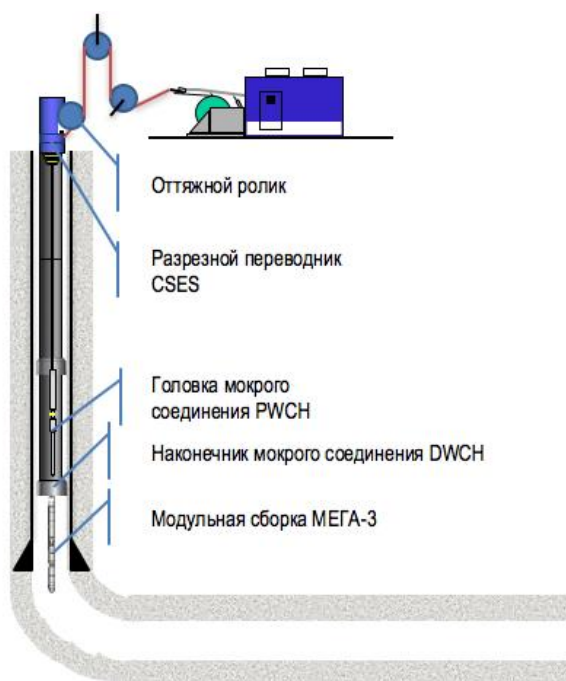


Рисунок 6.3 – Монтаж оборудования TLC

Оборудование TLC позволяет производить кратковременную промывку для технологических целей (для вымывания загустевшего раствора и частиц из бурильного инструмента). Использование данного оборудования для промывки скважины вместе с кабелем в течение продолжительного времени (более нескольких часов) может привести к преждевременному износу каротажной головки PWCH, приемника мокрого соединения DWCH, "размыву" (повреждению) кабеля. В этом случае понадобится незапланированный подъем бурильного инструмента с компоновкой геофизических приборов на поверхность для поиска места неисправности, обслуживания оборудования и замены неисправных частей.

Третий этап является основным, поскольку именно на этом этапе происходит запись приборов при синхронном подъеме. На данном этапе производится контроль качества данных. После прохождения приборами исследуемого интервала, при условии хорошего качества данных, происходит передача данных на обработку и интерпретацию.

На четвертом этапе производится расстыковка головки мокрого контакта, а так же демонтаж разрезного переводника. После этого осуществляется подъем и демонтаж геофизической сборки на бурильных трубах.

Таким образом, технология TLC по доставке комплексной геофизической сборки в горизонтальную скважину полностью удовлетворяет требованиям проведения работ и позволяет проводить работы в горизонтальных скважинах любой протяженности. Данная технология позволяет контролировать качество получаемого материала и оперативно ее получать еще до подъема бурового инструмента.



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

Расчет экономических параметров включает в себя вопросы экономики, организации, планирования, управление и менеджмента, а также расчеты технико-экономических показателей и денежные расчеты.

Все это необходимо для обоснования сроков выполнения работ по проекту, обоснования материально-технических, трудовых и денежных ресурсов.

### **7.1 Характеристика предприятия**

Проектируемые геофизические работы будут проводиться партиями, входящими в состав ООО «Актобенефтегеофизика» (рисунок 4.1.1).

Офис предприятия находится в г. Актобе.

Производственная база находится на территории ООО «Актобенефтегеофизика» и включает в себя:

- благоустроенное общежитие на 60 мест,
- тёплую стоянку на 40 ед. техники,
- аппаратно-метрологический цех,
- инклинометрическую лабораторию,
- склад РВ,
- материальные склады,
- склад ВМ.

Производственный состав:

- 15 промыслово-геофизических партий,
- 2 партии забойных телесистем навигации наклоннонаправленного и горизонтального бурения,
- 8 партии контроля параметров бурения и газового каротажа,

- 2 партии контроля процесса цементирования скважин,
- партия внедрения новой техники,
- контрольно-интерпретационная партия,
- аппаратно-метрологический цех,
- транспортно-строительный участок.

Проведение полевых работ будет осуществляться вахтовым методом [9].

## 7.2 Организационная структура компании



Актюбинская экспедиция, в свою очередь, делится на следующие бригады: ПГИ (промыслово-геофизических исследований), ПВР (прострелочно взрывных работ), ГИС (геофизических исследований скважин), ВСП (вертикального сейсмического профилирования), ГТИ (геолого-технических

исследований), телеметрии, геологический отдел, контроль разработки и отдел бурения.

### 7.3 Виды и объём проектируемых работ

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ.

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту (табл. 1) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований.

В данном случае проектный забой скважин – 2500 м.

В качестве нормативного документа был использован справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).

Таблица 4 – Виды и объёмы проектируемых работ (Технический план)

№	Виды работ	Оборудование	Объём	
			Ед. изм.	Кол-во
1	Комплексный каротаж	Подъёмник каротажный самоходный ПКС, Мобильный геофизический транспортный комплекс МГТК, Каротажная станция “МАХ-V”.		
		“НКТ”	м	1500
		“БКВР”	м	1500
		“НГК”	м	1500

Продолжение таблицы 4

		“ГК”	м	1500
		“ГГКп”	м	1500
		“АКШ”	м	1500
		“Инклинометр”	м	1500
		“Кавернометр”	м	1500
		“Резисивиметр”	м	1500
2	Контрольно-интерпретационные работы	Средства вычислительной техники Программное обеспечение: «МАХ»		

Таблица 5 – Виды и объёмы проектируемых работ по проекту.

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				от	до
1	НГК	1:200	2500	1000	2500
2	Кавернометрия	1:200	2500	1000	2500
3	Инклинометрия	через 20м	2500	1000	2500
4	Термометрия	1:200	2500	1000	2500
5	БК	1:200	2500	1000	2500
6	ГК	1:200	2500	1000	2500
7	ИК	1:200	2500	1000	2500
8	ГГКп	1:200	2500	1000	2500
9	АКШ	1:200	2500	1000	2500
10	Контрольно-интерпретационные работы	Проводятся на протяжении всего периода работ			

Техническое дежурство – 12 ч.

Интерпретация – 50% от стоимости полевых работ.

## 7.4 Расчет сметной стоимости проекта

Таблица 6 – Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии для одной скважины

№	Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объёма работ, руб	Повышающие коэф		Итого, тенге
		Ед. изм.	Кол-во				Коэф. удор.	Коэф. норм. усл.	
1	Кавернометрия	м	1500	220,91	тг/100 м	3313,65	3,38	1,2	79028,1667
2	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	2470,19	тг/опер	2470,19	3,38	1,15	5645,5758
3	Инклинометрия (тчк через 20 м)	тчк	200	50,24	тг/тчк	10048	3,38	1,2	40754,688
4	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	640,17	тг/опер	640,17	3,38	1,15	23963,5654
5	Термометрия	м	1500	220,91	тг/100 м	3313,65	3,38	1,2	13440,1644
6	Вспомогательные работы при термометрии	опер	1	2470,19	тг/опер	2470,19	3,38	1,15	79028,1667
7	Боковой каротажа	м	1500	2000,83	тг/100 м	30012,5	3,38	1,2	715775,3223
8	Вспомогательные работы при БК	опер	1	2400,87	тг/опер	2400,87	3,38	1,15	9332,18169
9	Акустический каротажа широкополостный	м	1500	2200,14	тг/100 м	33002,1	3,38	1,2	5483,2283
10	Вспомогательные работы при АКШ	опер	1	2930,9	тг/опер	2930,9	3,38	1,15	66987,3608
11	ИК	м	1500	1100,6	тг/100 м	16509	3,38	1,2	3932,635
12	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	2400,87	тг/опер	2400,87	3,38	1,15	54873,2283

Продолжение таблицы 6

13	РК(ГК)	м	1500	2300,97	тг/100 м	34514,6	3,38	1,2	823147,1682
14	Вспомогательные работы при РК	опер	1	3510,46	тг/опер	3510,46	3,38	1,15	80233,529
15	Плотностной гамма-гамма каротаж	м	1500	3100,06	тг/100 м	46500,9	3,38	1,2	1109012,982
16	Вспомогательные работы при плотностном гамма-гамма каротаже	опер	1	2750,24	тг/опер	2750,24	3,38	1,15	62858,2754
18	ПЗР (на базе и на скважине)	опер	1	5730,35	тг/опер	5730,35	2,93	1,15	113533,4761
19	Проезд	км	80	15,49	тг/км	1239,2	1,51	1,15	12652,9956
20	Тех дежурство	парт-ч	6	257,7	тг/парт-ч	1546,2	2,28	1,15	23838,3220
21	Итого:								4823830,478

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 4823830,48 тенге.

При использовании каротажных автомашин Mercedes затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составляют 83896,428 тенге. Расчёт проводится на основе нормы расхода горючего при переездах и при стационарной работе.

Контрольно интерпретационные работы оплачиваются в размере половины стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 2411914,848 тенге.

Стоимость полевых работ выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно интерпретационных работ) составляет 7235745,132 тенге.

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ1) рассчитывается в соответствие с инструкцией по составлению проектов и смет.

Таблица 7 – Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ (форма СМ-1)

№	Наименование работ и затрат	Объем		От суммы	Итого затрат на объем / тенге.
		3	4		
1	2	3	4	5	6
1	Основные расходы				
	полевые каротажные работы		1		4823830,48
	расход топлива	%	10		482383,048
	контрольно интерпретационные работы		1		2411915,239
	ИТОГО:				7718128,766
2	Накладные расходы	%	15		1157719,3146
3	Плановые накопления	%	20		1543625,7532
4	Компенсируемые затраты				
	производственные командировки	%	0,5		38590,6441
	полевое довольствие	%	3		231543,8624
	доплаты	%	8		61450,301
	охрана природы	%	5		385906,4384
5	Подрядные работы	%	1,2		92617,5452
6	Резерв	%	10		111812,8766
Итого сметная стоимость					12557395,5024
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)					14817726,69

Таким образом, конечная стоимость выполнения работ составила 14817726,69 тенге.

Курс рубля 1 рубль равно на 5,9 тенге.

Конечная стоимость выполнения работ составила 87424587,471 рубль

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2231	Тенизбаеву Гани Сарсентайулы

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

Тема ВКР:

«Детальное изучение одной из солянокупольных структур Эмбинского района Прикаспийской впадины геофизическими методами» (Республика Казахстан)

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Одна из солянокупольных структур Эмбинского района прикаспийской впадины. Область применения – геофизические исследования скважин.
--	--

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>1. Трудовой Кодекс Республики Казахстан ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.038-8 ПУЭ СНиП 21-01-97 ГОСТ 12.1.004-9 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 НРБ-99</p>
<p><b>2. Производственная безопасность</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в</p>	<p><i>Полевой этап.</i></p> <p>В ходе проведения геофизических работ были выявлены:</p> <p>1) Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Превышение уровня ионизирующих излучений;</li> <li>• Превышение уровня шума;</li> <li>• Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> </ul> <p>2) Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Воздействие электрического</li> </ul>



следующей последовательности:	<p>тока;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p><i>Поверхностные воды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Отходы и стоки технологического и хозяйственно-бытового характера;</li> <li>• ГСМ от пролива нефтепродуктов.</li> </ul> <p><i>Почвенно-растительный слой:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Расчистка площадок для расположения временного хранилища ГСМ, выгребных ям.</li> </ul> <p><i>Геологическая среда:</i> Нарушение среды при геофизических работах.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Одним из наиболее вероятных и разрушительных видов чрезвычайных ситуаций являются пожары на рабочем месте.</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белоев Е. В.	К.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Тенизбаев Гани Сарсентаулы		

## **8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **ВВЕДЕНИЕ**

Площадь работ расположена на юге Прикаспийской низменности. Южная часть участка ограничена береговой линией Каспийского моря.

Прикаспийская впадина обладает огромным нефтегазовым потенциалом. Здесь известно более 100 месторождений углеводородов, из них около четверти связаны с подсолевыми отложениями. К карбонатным отложениям подсолевого комплекса приурочены крупнейшие месторождения нефти и газа – Эмбинское, Тенгиз, Карачаганак, Астраханское и др. Немаловажную экономическую роль играют и месторождения, связанные с надсолевым комплексом отложений. Привлекательность их объясняется небольшой глубиной залежей и высоким качеством нефти. Именно с разработки таких месторождений началась столетняя история нефтяной промышленности Казахстана.

По проекту было заложена разведочная скважина, для того, что бы вскрыть солено-карбонатный купол и выявить продуктивные интервалы насыщенные нефтью. Далее было выбрано следующее комплекс геофизических методов: КС, ПС, ГК, ГК-П, НГК, АК, термометрия и кавернометрия. С помощью данных методов можно определить коллекторские свойства горных пород, выявить продуктивные интервалы.

Выше изложенные данные необходимы для геологов, с целью определения характеристик нефтеносного пласта.

На участке планируется проведение комплекса геофизических исследований скважин с целью выделения нефтеносных коллекторов на солено-купольном поднятии, в связи с этим необходимо разработать мероприятия по охране труда и промышленной безопасности, а также мероприятия по охране окружающей среды.

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

Все геофизические методы исследования скважин на солено-купольном структуре Эмбинском месторождении, будут выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовой кодекс Республики Казахстан 2018 (от 23 ноября 2015 года № 414-V), Закон Республики Казахстан от 27 июня 2018 года "О недрах и недропользовании", Требования промышленной безопасности при геологоразведочных работах, утвержденные приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 24 апреля 2009 года.

Для осуществления контроля в области промышленной безопасности и охраны труда на предприятии разработаны и действуют: Требования промышленной безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых (утверждены приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 29 декабря 2008 года). Аттестация рабочих и ИТР проводится ежегодно. Контроль за состоянием охраны труда и промышленной безопасности на предприятии осуществляет инженер по ОТ и ПБ.

При разработке данного раздела учитываются Трудовой кодекс Республики Казахстан (часть 15) работающих вахтовым методом. Пунктом 2 статьи 210 Трудового кодекса Республики Казахстан предусмотрено, что работодатель обязан обеспечивать работников, работающих вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ жильем и организовать их питание для обеспечения их жизнедеятельности, доставку до места работы и обратно, а также условиями для выполнения работ и междусменного отдыха. Работодатель обеспечивает условия пребывания работника на объекте производства работ в соответствии с трудовым, коллективным договорами.

Согласно пункту 2 статьи 212 Трудового кодекса Республики Казахстан продолжительность вахты не может превышать 15 календарных дней. Учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего

вахтовым методом, по месяцам ведет Работодатель. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного времени регламентируется Графиком работы на вахте и составляет при работе в 2 смены: начало работы: для 1-й смены – 08-00 часов; для второй смены- 20-00 часов; окончание работы: для первой смены – 20-00; для второй смены – 08-00 В течение рабочего дня (смены) работнику должен быть предоставлен перерыв для отдыха и питания продолжительностью не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю (исключение составляют несовершеннолетние граждане и инвалиды).

При работе на открытом воздухе в жаркий и холодный период года необходима организация рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего дня, введения дополнительных перерывов для отдыха. При работе в камеральных условия должно быть организовано место для работы с компьютером. Площадь на одно рабочее место с компьютером для взрослых пользователей должна составлять не менее 6 м<sup>2</sup>, а объем не менее -20 м<sup>3</sup>. Помещения с компьютерами должны оборудоваться системами отопления, кондиционирования воздуха или эффективной приточно- вытяжной вентиляцией. Во время работы расстояние до экрана монитора должно быть не менее 70 см.

В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до 30 календарных дней в порядке, установленном Трудовым кодексом Республики Казахстан. Работники, работающие вахтовым методом, имеют право на оплачиваемые ежегодные трудовые отпуска на общих основаниях.

## **8.2 Производственная безопасность**

В данном разделе анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении геофизических исследований скважин с целью

определение нефтеносных коллекторов в месторождении Эмбинское (Республика Казахстан).

Таблица 8.1– Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные Документы
	Полевой	Камеральный	
1.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+		ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.2.003-91 ОСПОРБ-99 НРБ-99/2009 ГОСТ 12.1.038-82 НПБ 105-03 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 СанПиН 2.2.4.548-96
2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+		
3.Превышение уровня ионизирующего излучений.	+		
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.		+	
5. Отклонение микроклимата в помещении		+	

### 8.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятий по их устранению

#### 1) Повышенное значение напряжения в электрической цепи

При проведении полевых работ существует вероятность поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъемника, лаборатории и скважинных приборов), поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Воздействие тока на человека:

- термическое
- электролитическое

-биологическое

Исход поражения электрическим током

-электрическая травма (ожог, металлизация кожи)

-электрический удар

-протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича

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

По степени физиологического воздействия:

-0,8 – 1,2 мА – пороговый ощутимый ток

-10 – 16 мА – неотпускающий ток

-100 мА – фибрилляционный ток

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

При работах на буровой запрещается пользоваться напряжением более 380 V.

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

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

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

Если необходимо проверить на поверхности исправность скважинного прибора, разрешается подавать напряжение в схему только после предупреждения об этом работников партии. Предупреждение

электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

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

Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000 В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

## **2) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Возникает на всех этапах полевых геофизических работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81, ГОСТ12.4.125-83, ГОСТ 12.2.003-91).

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами.

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

### **8.1.2 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению**

#### **1. Превышение уровня ионизирующих излучений**

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ) применяемые в радиоактивных методах, в данном комплексе методов используется прибор комбинированный радиоактивного каротажа АРК-73. Источниками излучения служат плутоний-бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивный изотоп цезия.

Облучение источниками ионизирующего излучения может быть внешним и внутренним. Внутреннее облучение более опасно, чем внешнее, т.к. попавшие внутрь организма радиоактивные вещества подвергают непрерывному облучению незащищенные роговым слоем внутренние органы до тех пор, пока они не выведутся из организма.



ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от рентгеновского, нейтронного и гамма-излучения (ОСПОРБ - 99).

Таблица 8.2 – Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)[22]

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

Для уменьшения воздействия источников ионизирующего излучения на персонал каротажной партии необходимо придерживаться следующих правил, которые прописаны в технической инструкции по обеспечению радиационной безопасности при производстве работ с закрытыми источниками ионизирующего излучения:

- 1.Использовать источники излучения минимальной активности, необходимые для данного вида исследований;
- 2.Выполнять все операции с источниками излучений в течение максимально короткого времени (не более 10 минут);
- 3.Производить работы (спускоподъемные, погрузочно-разгрузочные работы) на максимально возможном расстоянии от источника (10-15 метров);
- 4.Применять защитные средства в виде контейнеров, экранов;
- 5.Осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

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

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

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

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

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

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

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

## **2) Недостаточная освещенность рабочей зоны**

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

нижеследующей таблице 10. Осветительным прибором является лампа накаливания.

Таблица 8.3 – Нормы искусственного освещения принятые компанией «Актобегеофизика» определенные по (СНиП 23-05-95)

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост зумп промывочной жидкости	10
Стены	500
Рабочий стол	300

Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

### **3. Отклонение показателей микроклимата в помещении**

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются: температура воздуха; температура поверхностей, относительная влажность воздуха; скорость движения воздуха, интенсивность теплового облучения.

Для создания нормальных условий труда в производственных помещениях требования СанПиН 2.2.4.548-96 устанавливают нормативные значения параметров микроклимата. Оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.4 – Допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственных помещений [СанПиН 2.2.4.548-96]

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° опт	Диапазон выше оптимальных величин t° опт		Если t° < t° опт	Если t° > t° опт

Холодный	Іб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	15 – 75	0,1	0,2
Теплый	Іб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	15 - 75	0,1	0,3

Для поддержания нормальных параметров микроклимата в рабочей зоне применяют следующие основные мероприятия: устройство систем вентиляции, кондиционирования воздуха и отопления.

## **8.2 Экологическая безопасность**

### **8.2.1 Защита атмосферы**

На Эмбинском месторождении при выполнении работ ГИС основным источником выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу являются:

- предполагаемые новые кустовые площадки;
- двигатели внутреннего сгорания автомобильной и строительной техники. (Таблица 13)

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы, от планируемых источников являются: углеводороды, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, оксид серы, взвешенные вещества (мазутная зола), сажа, бенз(а)пирен, акролеин. Нормативы ПДК и ОБУВ представлены в таблице 11.

В настоящее время на Эмбинском месторождении внутрипромысловый сбор нефти осуществляется по индивидуальной герметизированной, одноструйной, напорной системе.

Перечень предельно-допустимых концентраций в воздухе. ГОСТ 12.2.062-81

### **8.2.2 Защита гидросферы**

Для хозяйственного и производственного водоснабжения используется артезианская вода из водозабора вахтового поселка.

Согласно «Методическим рекомендациям по организации и ведению мониторинга подземных вод на мелких групповых водозаборах и одиночных водозаборах скважин» учет расхода воды из артскважин ведется либо

объемным методом – по времени заполнения предварительно протарированной мерной емкости, либо по дебиту и времени работы артскважин.

Слив хозяйственно-бытовых сточных вод производится в выгреб для последующего вывоза на очистные сооружения хозяйственных стоков города Актобе.

При использовании радиоактивных источников для проведения геофизических работ, существует вероятность падения источника в скважину, что приведет к тому, что подземные воды подвергнутся радиации. Для предотвращения таких ситуаций, устье скважины закрывается специальной пластиной или накрывается брезентом.

### 8.2.3 Защита недр и лесных угодий

При планируемой работе на месторождения образуются отходы, перечень которых приведен в стандарте ГОСТ 12.2.062-81 на таблице №5 «Количественная характеристика выбрасываемых в атмосферу вредных веществ от планируемых источников Эмбинского месторождения»

Образующиеся при разработке месторождения отходы подлежат переработке, обезвреживанию или захоронению.

Таблица 8.5 - Обращение с отходами при планируемой разработке Эмбинского месторождения

Перечень видов	Коды отходов	Количество отходов	Класс токсичности	Способы обращения	Место размещения
Другие отходы минерального происхождения (буровой шлам)	390000	45284м3	4	На площадках строительства новых скважин в пределах Актюбинской области буровой шлам утилизируется в процессе строительства скважин; в пределах Актюбинской области, буровой шлам накапливается в накопителях с последующей его утилизацией	Площадки строительства новых скважин
Отходы потребления на производстве, подобные бытовым	912000	99т	Не токсичн.	Вывоз с захоронением на санкционированной свалке «Развил» твердых бытовых отходов	На санкционированной свалке твердых бытовых отходов

### 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

#### Аварии с выбросом (угрозой выброса) радиоактивных веществ (РВ)

Радиационными авариями при проведении ГИС и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах являются события, обусловленные неисправностями технических средств, неправильными действиями работников, стихийными природными воздействиями или иными причинами, вызывающие потерю источника ионизирующего излучения, которая может привести или приводит к облучению людей выше установленных норм или радиоактивному загрязнению окружающей среды.

К наиболее радиационно опасным авариям относят:

- обрыв прибора и оставление источника ионизирующего излучения в скважине;
- повреждение источника, аварийно оставленного в скважине;
- потерю источника в пути следования к месту проведения работ или при временном хранении на скважине;
- разрушение (разгерметизация) содержащих радиоактивные изотопы транспортируемой активационной установки, емкости с меченой жидкостью или линий обвязки устья скважины, с использованием которых производится их закачка в скважину.

Перечень возможных радиационных аварий для конкретных условий работы с ионизирующими источниками и радиоактивными веществами заблаговременно согласовывается с органами государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

Ликвидация радиационных аварий осуществляется силами нефтяной, газовой и геофизической организаций по индивидуальному плану, согласованному с региональными органами государственного санитарно-эпидемиологического надзора, Госатомнадзора Казахстана, Министерства природных ресурсов Казахстана при участии в случае необходимости сил и средств МЧС Казахстан.

Обеспечение радиационной безопасности при ликвидации аварии должно регламентироваться отраслевой инструкцией, разработанной на основе требований СП 2.6.1.799-99.

При ликвидации аварии обязательны:

- постоянный радиационный контроль промывочной жидкости и бурильного инструмента, извлекаемых из скважины;
- подтверждение факта нахождения скважинного прибора с источником на забое и отсутствие разгерметизации источника;
- как крайнее средство применяют тампонаж скважинного прибора цементным раствором с дальнейшим контролем головы цементного камня.

При аварии с разгерметизацией источника работы по ликвидации ведут с обязательным дозиметрическим и радиометрическим контролем, комплексом мер по дезактивации и защите персонала.

О каждой радиационной аварии составляют акт с указанием причин и мер по их предупреждению. В случае разногласий при определении причин аварии должна быть проведена техническая экспертиза третьей стороной.

## **Вывод:**

В данном разделе исследовались такие вопросы, как правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях. Описаны меры по предотвращению производственных травм, связанные с геологической деятельностью, в том числе по проекту «Применение геофизических методов исследования скважин. геологоразведочных работах с целью выявления продуктивных коллекторов на участке «Эмбинское» (Республика Казахстан)».



## Заключение

Процессе выполнения дипломного проекта были изучены геологические материалы по Южно-Эмбинской площади Эмбинского месторождения — геологический разрез площади, тектоника и стратиграфия, водо- и нефтенасыщенность, методика геофизических работ и интерпретации геофизических материалов. Был рассмотрен как стандартный комплекс ГИС, так и методы, которые не вошли в этот комплекс. Так же были рассмотрены разные способы интерпретации при помощи комплексирования методов ГГК, АК и НГК. Выбор того или иного метода комплексирования зависит от поставленных задач, от аппаратуры, от условий проведения работ. Методы АК и ГГК-П позволяют решать новые задачи, которые стандартным комплексом сделать невозможно. Это определение типа пористости коллекторов, структуры порового пространства, расчет эффективной пористости, уточнение литологии. Можно так же отметить, что стандартный комплекс пересматривался в 1987 году, рассмотренный для терригенных отложений палеозоя. А на сегодняшний день весь прирост запасов базируется на карбонатных коллекторах. И данный расширенный комплекс облегчает и повышает эффективность изучения сложных карбонатных коллекторов.

### Список использованной литературы:

1. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1982
2. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. М., Недра, 1984
3. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1972
4. Итенберг С. С., Геофизические исследования в скважинах. М., Недра, 1987
5. Латышова М.Г., Практическое руководство по интерпретации диаграмм ГИС.м., Недра, 1981
6. Муслимов Р. Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г., «Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения».
7. [WWW.NPF-GEOFIZIKA.RU](http://WWW.NPF-GEOFIZIKA.RU).
8. Андреев А.Ф., Анпенев С.В., Гриднев А.В., Дасаев Я.Х., Дзевань И.П., Зырянов В.Б., Ищенко В.И., Калугина О.П., Кондрашина Н.Г., Кузнецова Л.В., Кузнецов О.Л., Курьянов Ю.А., Стрекозил В.В., «Методические рекомендации по интерпретации материалов широкополосного акустического каротажа (АКН-1)»,
9. (ВНИИЯГ), 1980.
10. СП 52 13330. 2011. Естественное и искусственное освещение. М.: Минрегион России, 2011. – 75 с.
11. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6.04.03 г.)
12. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
13. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы, Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

14. ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.
15. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
16. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
17. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН Казахстан 01. 10. 1996 г.
18. М.: Информационно-издательский центр Минздрава Казахстана, 1997. – 39 с.
19. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах - М.: Недра, 2001.
20. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
21. ОСПОРБ – 99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.

#### **Фондовая литература**

22. Абдуллин Р.Н., Аглиуллин М.Я., Отчет «Разработка программно-методического комплекса ГИС для изучения сложнопостроенных коллекторов в башкирско-серпуховских отложениях (залежи 301, 302, 303) Ромашкинского месторождения»
23. Устимов И.В., Ахмадеева А.И., «Сейсморазведочные работы МОГТ 3D на залежах 301-303 Эмбинской площади Ромашкинского месторождения».

## Список графических приложений

Обзорная карта.

Геологическая карта.

Схема сопоставления по скважине № 3.

Структурная карта.

## Список рисунков

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ .....	12
Рисунок 2.1 - Литолого-стратиграфический разрез Эмбинского района Прикаспийской впадины .....	25
Рисунок 2.2- Обзорно-тектоническая карта Прикаспийской впадины .....	27
Рисунок 2.3 Типы залежей, связанные с соленокупольной тектоникой.....	35
Рисунок 2.4 Изменение плотности надсолевых отложений с глубиной.....	37
Рисунок 2.5- Нефтегазоконденсатное месторождение Эмбинское .....	39
Рисунок 2.6- Нефтегазоконденсатное месторождение Эмбинское .....	40
Рис. 3.1 Схема сопоставления геофизических методов по материалам скважины №3 Эмбинской площади.....	42
Рисунок 4.1 Положение проектной скважины на структурной карте по отражающему горизонту П2. ....	50
Рисунок 4.2 Разрез по линии I-I (положение линии разреза показано на рис. № 4.1): 1 породы мелового и юрского периода; 2 кунгурская соль; 3 породы приаса и вернего перма 4 карбонатные толщи; 5 межкарбонатная толща; 6 ране пробуренные скважины; 7 проектная скважина.....	51
Рисунок 4.3 - Физико-геологическая модель скважины №3, Эмбинское месторождение .....	53
Рисунок 5.1 - Модульная аппаратура радиоактивного каротажа МАРК-1 Рассмотрим назначение прибора модуля ГГК-2: .....	67
Рис.5.2 Схема включения модуля ГГК-2.....	69
Рисунок 5.3 - Теоретические формы аномалий и определение границ пластов по диаграммам акустического зонда. $\Delta L=L_2- L_1$ - расстояние между приемниками (база зонда) .....	78

Рисунок 5.4 - Палетка для определения плотности пород по данным ГГК (аппаратура РГП-2): .....	81
Рисунок 5.5 -Зависимость между плотностью газа $\delta_g$ и отношением $p/T$ (а) и между газонасыщенностью и плотностью породы (шифр кривых- $\delta_g$ , $g/cm^3$ (б) .....	83
Рис. 5.6 Пример результата комплексной интерпретации данных ГГК, НГК, АК в карбонатных отложениях. ....	87
Рис. 5.7. График определения литологии и оценки пористости по данным плотностного ГГК-П и нейтронного гамма-каротажа НГК в скважинах, заполненных водой (по данным фирмы «Шлюмберже») .....	88
Рисунок 6.1 – Оборудование TLC .....	92
Рисунок 6.2 – Схема установки геофизических роликов для проведения работы методом TLC .....	94
Рисунок 6.3 – Монтаж оборудования TLC.....	95