

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 (Геофизические методы исследования скважин)
 Специализация Геология нефти и газа
 Отделение геологии

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА СПЕЦИАЛИСТА

Тема работы
КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ КОРРЕЛЯЦИИ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА "М" НА УРМАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 550.83:553.982(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Полукеев Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Федорчук Ю.М.	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Гусев Е. В.	К.Г. - М.Н., доцент		

Томск – 2023 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
(Геофизические методы исследования скважин)
Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____
(Дата)

_____ Гусев Е. В.
(Ф.И.О.)

В форме:

Дипломного проекта
(дипломного проекта/дипломной работы)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Полукеев Александр Сергеевич

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований для стратиграфической корреляции разрезов скважин в интервале продуктивного горизонта М на Урманском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 19-63/С от 19.01.2023 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	3.06.2023 г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации, материалы ГИС для специальной главы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Общие сведения о районе работ. 2. Геолого-геофизическая изученность. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. 4. Основные вопросы проектирования. 5. Специальная часть. 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 7. Социальная ответственность.

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Рис.1.1. Фрагмент географической карты Западной Сибири 2. Рис. 1.2. Схема сейсмических профилей Урманского месторождения\ 3. Рис. 2.1. Фрагмент «Тектоническая карта юрского структурного яруса осадочного чехла, 4. Рис. 2.2. Структурна карта Урманского поднятия по отражающему горизонту Φ_2 5. Рис. 3.1. Априорная физико-геологическая модель 6.Рис. 4.2. Внешний вид и комплектация наземной регистрирующей геофизической лаборатории «Кедр-05» 7.Рис. 4.3. Внешний вид скважинного прибора электрического каротажа К1А-723-М 8.Рис. 4.4. Внешний вид скважинного прибора радиоактивного каротажа РК5-76 9.Рис. 4.5. Внешний вид скважинного прибора ИОН-1 10.Рис.5.1. Движения ядер водорода ЯМР 11.Рис. 5.2. Межзерновая пористость 12.Рис.5.3. «Хорошая вода» и «Плохая вода» 13.Рис.5.4. Межслойная вода и гидроксильные группы. 14. Рис.5.5. Нефть в поровом пространстве гидрофильной породы 15. Рис.5.6.Величины, измеряемые зондами ЯМК при определении пористости. 17.Рис. 7.1. План размещения светильников на потолке 18.Рис.7.2. – План эвакуации
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
По геологической части	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Рыжакина Т. Г.
Социальная ответственность	Федорчук Ю. М.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	
Срок сдачи студентом выполненной работы	03.06.2023 г.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2023 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Полукеев Александр Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Полукеев Александр Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы(НОЦ)	НОЦ им. Бутакова
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Определение расходов на материально-технические, информационные и человеческие ресурсы
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент- 1,3; премиальный коэффициент – 0,8%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Российская система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Определение затрат, необходимых для выполнения полевых работ
2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Расчет необходимых инвестиций ООО «ВТК» для внедрения ИР
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет эффективности проведенных геофизических исследований

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Бизнес-процесс «Геофизическое исследование скважины»
2. Себестоимость работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		03.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Полукеев Александр Сергеевич		03.02.2023

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Полукеев Александр Сергеевич

«Комплекс геофизических исследований скважин для стратиграфической корреляции разрезов скважин в интервале продуктивного горизонта «М» на Урманском нефтяном месторождении (Томской области)»

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	12.05.03 «Технология геологической разведки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является поисковая скважина на Урманском месторождении Томской области. Область применения: нефтяные месторождения Западной Сибири. Рабочая зона: - для проведения камерального этапа используется специализированное оборудование (компьютеры), и рабочее место расположено на постоянной базе. Помещение, где проводится работа, имеет площадь 10 кв. метров и освещается с использованием искусственного света различных типов. Полевой этап проводится на открытом воздухе с помощью оборудования ГИС.
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СЗ коллективные и индивидуальные 1.2. Анализ выявленных опасных факторов: • Термические источники опасности • Электробезопасность • Пожаробезопасности	1. Вредные факторы: 1.1. Недостаточная освещенность; 1.2. Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры; 1.3. Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ; 1.4. Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ; 1.5. Радиоактивность, ПДД, критические органы, СКЗ, СИЗ; 2. Опасные факторы: 2.1. Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ; Приведен расчет освещения рабочего места; 2.2. Пожароопасность, категория пожарной опасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.
2. Экологическая безопасность: • Выбросы в окружающую среду • Решения по обеспечению экологической безопасности	Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника) и способы их утилизации;
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Рассмотрены 2 ситуации ЧС:

1.перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 2.разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3.разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
4. Перечень нормативно-технической документации.	– ГОСТы, СанПиНы, СНИПы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	21.05.2023 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Федорчук Юрий Митрофанович.	д.т.н.		21.05.2023 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2271	Полукеев Александр Сергеевич		21.05.2023 г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа 98 страниц., 23 рис., 14 табл., 14 источников.

Ключевые слова: Урманское месторождение, нефтяное месторождение, геофизические исследования скважин, каротаж, фильтрационно-емкостные свойства, коллектор, комплекс геофизических исследований.

Цель работы: на основе анализа результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований запроектировать комплекс геофизических исследований разведочной скважины на Урманском месторождении.

Объектом исследования является продуктивный горизонт Ю₁ Урманского месторождения.

В процессе исследования проводилось обоснование комплекса ГИС. При проектировании геофизических исследований должен быть учтен весь накопленный опыт работ в сходных условиях при широком использовании вероятностно-статистических методов на каждом этапе выбора комплекса: создания физико-геологической модели, комплексной интерпретации полученных материалов, определении рационального набора методов и последовательности их проведения.

Анализ ранее выполненных геофизических исследований позволил определить методы и обосновать геофизический комплекс для решения поставленных задач при подготовке скважин к эксплуатации. Комплекс включает: электрические, радиоактивные, акустические методы, инклинометрию, кавернометрию. Выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены методики измерений, интерпретации полученных результатов и метрологическое обеспечение измерений.

В специальной части рассмотрено применение ядерно-магнитного каротажа для выделения продуктивных пластов и определения ФЕС.

Стоимость рассмотренного в ВКР проекта на выполнение геофизического исследования скважин составляет 1421697 рублей.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты. Рассмотрены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

Abstract

Final qualifying work 87 pages., 15 pages., 12 tables., 14 sources.

Keywords: Urmanskoye field, oil field, geophysical studies of wells, logging, filtration and capacitance properties, collector, complex of geophysical studies.

The purpose of the work: based on the analysis of the results of previously conducted geological and geophysical studies, to design a complex of geophysical studies of an exploration well at the Urmanskoye field.

The object of the study is the productive horizon of the U1 Urma deposit. In the course of the study, the justification of the GIS complex was carried out. When designing geophysical research, all the accumulated experience of work under similar conditions should be taken into account with the widespread use of probabilistic and statistical methods at each stage of choosing a complex: creating a physico-geological model, complex interpretation of the obtained materials, determining a rational set of methods and the sequence of their implementation. Analysis the analysis of previously performed geophysical studies made it possible to determine methods and justify the geophysical complex for solving the tasks set when preparing wells for operation. The complex includes: electrical, radioactive, acoustic methods, inclinometry, cavernometry. The equipment for carrying out the projected geophysical studies was selected, measurement methods, interpretation of the results obtained and metrological support of measurements were considered. In a special part, the application of nuclear magnetic logging for the isolation of productive layers and the determination of FEZ is considered.

The cost of the project considered in the WRC for the implementation of a geophysical study of wells is 1421697 rubles.

Based on the analysis of harmful and dangerous factors identified for geophysical work, the effect of these factors on the human body was determined and protective measures were proposed. Safety measures in emergency situations and environmental protection are considered.

Обозначения и сокращения

$K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости;

$K_{\text{в}}$ – водонасыщенность;

$\rho_{\text{п}}$ – удельное электрическое сопротивление;

$\rho_{\text{пкр}}$ – критическое сопротивление пласта;

$\rho_{\text{зп}}$ – удельное электрическое сопротивление зоны проникновения;

$\rho_{\text{с}}$ – удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости;

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

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

ГИС – геофизические исследования скважин;

ВНК – водонефтяной контакт;

БКЗ — боковое каротажное зондирование;

ВИКИЗ — высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;

ГК — гамма-каротаж интегральный;

ИК – индукционный каротаж;

БК – боковой каротаж;

МК – микрокаротаж;

АК – акустический каротаж;

ПС – метод самопроизвольной поляризации;

КС – каротаж сопротивлений.

Содержание

Введение.....	13
1. Геологический раздел.....	15
1.1. Общие сведения о районе работ.....	15
1.2. Географо-экономический очерк.....	17
2. Геолого-географическая характеристика Урманского месторождения.....	21
2.1. Литолого – стратиграфический разрез.....	21
2.2. Тектоника.....	26
2.3. Нефтегазоносность.....	30
2.4. Петрофизическая характеристика Урманского месторождения.....	30
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.....	33
4. Основные вопросы проектирования.....	35
4.1. Обоснование геофизических работ и комплекса методов.....	35
4.2. Применяемая аппаратура и принцип ее действия.....	37
4.3. Методика проведения работ.....	44
4.4. Расчёт относительной амплитуды по методу ПС на примере скважины Урманского месторождения.....	45
5. Специальный раздел: Использование ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) при исследованиях скважин.....	46
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	65
6.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту.....	65
6.2. Расчет затрат труда, времени, материалов и оборудования.....	66
6.3. Расчет производительности труда, количества партий.....	70
6.4. Планирование, организация и менеджмент при производстве геологических работ.....	71
6.5. Расчет сметной стоимости проекта.....	73
7. Социальная ответственность.....	77
7.1. Вредные факторы.....	77
7.2. Опасные факторы.....	87
7.3. Экологическая безопасность.....	90
7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	91
Заключение.....	94
Литература.....	95
Приложение А. «Расчет относительной амплитуды $\alpha_{\text{ПС}}$ ».....	96
Приложение Б. «Структурная карта и геологический разрез».....	97

Введение

В настоящее время в России нефтегазодобывающая отрасль находится в кризисном состоянии. В первую очередь это связано с тем, что все открытые уникальные месторождения - «гиганты» углеводородов находятся на стадии истощения. А извлечения углеводородного сырья из месторождений, открытых за последние десятилетия, затрудняет сложность геологического строения. Для поиска и разведки месторождений со сложной геологией необходимы совершенно новые подходы в комплексировании геофизических методов.

Наиболее яркими примерами объектов со сложной геологией являются месторождения Западной Сибири с продуктивными горизонтами в доюрском комплексе. Такие месторождения требуют определенного подхода к их изучению, начиная с интерпретации ГИС, заканчивая стратиграфической корреляцией скважин.

Интерес к изучению и разработке месторождений Западной Сибири в доюрском комплексе с каждым годом увеличивается. Соответственно приходится разрабатывать все новые методики поиска и выделения перспективных объектов таких месторождений.

Для решения задач по изучению месторождений в доюрском комплексе Западной Сибири, необходимо, в первую очередь, по комплексу геофизических исследований скважин выделить перспективный горизонт M и M_1 и по имеющимся данным проследить его на уже пробуренных скважинах. Для этого строятся корреляционные схемы месторождений по скважинам, на которые наносятся стратиграфическая разбивка и приуроченность к ней продуктивных горизонтов, а так же проинтерпретированную литологию по данным ГИС.

Важной задачей является подход к петрофизическому анализу данных геофизических исследований скважин в отложениях доюрского комплекса. Коэффициенты проницаемости и пористости являются одними из главных фильтрационных емкостных свойств коллектора, поэтому рациональный подход

к их анализу ведет к правильному подсчету запасов углеводородов и возможности их рационального извлечения из пластов продуктивного горизонта.

В дипломном проекте объектом для проектирования и обоснования комплекса ГИС для стратиграфической корреляции разрезов скважин в интервале доюрского комплекса является Урманское месторождение.

Климат района резко - континентальный, с продолжительной холодной зимой (до минус 40 °С) и коротким теплым летом (до плюс 35 °С в июле). По количеству выпадающих осадков район относится к зоне избыточного и достаточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая. Величина снежного покрова в залесенных местах достигает 1–1,2 метра, на открытых местах – 0,6 метра. Промерзаемость болот достигает 40–50 сантиметров, а часто болота не промерзают в течение всей зимы.

Преобладающими являются ветры северо- и юго-западного направления. Средняя скорость ветра 4–5 метров в секунду, максимальная 18–20 метров в секунду. Самым ветреным периодом является весна.

Растительность района таежного и болотного типов. Территория района месторождения более чем наполовину покрыта смешанным лесом – сосна, береза, осина, кедр и др. Заболочено 15% площади работ. На верховых болотах нередко имеются острова и островки низкорослого сосняка (высотой 3–6 м) или редкий лес, иногда с ярко выраженной ориентацией линий или полос залесенности. Болота в летнее время непроходимы, в зимнее время проходимы только после промораживания и промятия дорог легким транспортом.

В административном отношении месторождение находится на территории Парабельского района Томской области. Ближайший населенный пункт - поселок Пудино, расположенный в 70 км к востоку от месторождения. В 10 км восточнее него расположен город Кедровый, рядом с которым имеется аэропорт.

Транспортная связь между пос. Пудино и г. Колпашево осуществляется различными видами транспорта: в период навигации – водным путем по рекам Обь, Парабель, Чузик (572км); зимой – автомобильным (около 410 км); между пос. Пудино и площадью месторождения – вездеходно-тракторным, по зимникам, которые действуют с декабря по март.

Южнее Урманского месторождения на расстоянии 1,5 км от действующей установки подготовки нефти расположен действующий нефтепровод

Игольско-Таловое месторождение в районе города Парабель, который связан с основной транспортной нефтяной магистралью Александровское–Томск–Анжеро-Судженск. Вдоль нефтепровода проложены линии электропередач. Район работ относится к III-й категории сложности.

1.2. Геолого-геофизическая изученность

Изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности юго-восточных районов Западной Сибири геолого-геофизическими методами было начато в конце 40-х годов. Первые исследования, датируемые 1947–1951 гг., включали геологическую съёмку масштаба 1:1 000 000.

В 1954–1956 годах аэромагнитной съёмкой масштаба 1:200 000 была покрыта площадь бассейна рек Чижалка-Чузик. По результатам этих работ был сделан вывод об унаследованности древних форм рельефа отложениями платформенного чехла.

Наряду с аэромагнитной съёмкой масштаба 1:500 000 для изучения глубинного строения фундамента в рассматриваемом регионе была поставлена гравиметрическая съёмка масштаба 1:1 000 000.

С 1963 года в рассматриваемом регионе проводились крупно- и среднемасштабные высокоточные гравиметрические исследования. В комплексе с другими методами также выполнялись электроразведочные работы.

С целью поиска месторождений нефти и газа на рассматриваемой территории с 60-х годов проводились сейсморазведочные исследования МОВ, а с 1973 года - МОГТ. В 1965–1966 гг., площадными работами МОВ начато изучение юго-восточной части Нюрольской мегавпадины. Именно в эти годы были проведены площадные исследования МОВ, в результате которых в юго-восточной части Нюрольской впадины были выделены Аксеновский, Урманский, Лавровский, Верхне-Чижалпский перегибы.

В 1970–1971 гг. площадными работами МОВ масштаба 1:100 000 были закартированы Урманское, Западно-Останинское, Нижнетабаганское и Калиновое поднятия.

В 1974 году с использованием аэросейсмических исследований масштаба 1:200 000 было изучено строение поверхности доюрских образований Лавровского наклонного вала, Пудинского мегавала и зоны их сочленения. Было подтверждено наличие в рельефе фундамента Нижнетабаганской, Калиновой, Урманской и Западно-Останинской структур.

В 1974–1975 гг. по результатам комплексных сейсморазведочных исследований МОГТ и КМПВ масштаба 1:100 000 была построена структурная карта по кровле палеозойских отложений и осуществлен прогноз вещественного состава доюрских образований на Урманской площади.

С начала 80-х годов юго-восточная часть Нюрольской впадины становится полигоном для изучения палеозойских образований. В этом районе осуществляется опробование, как новых геофизических методов разведки, так и новых обрабатывающих систем и программ.

В 1980–1981 гг. работами МОГТ масштабов 1:100 000, 1:50 000 уточнено строение Чагвинского, Южно-Урманского, Южно-Тамбаевского поднятий и выявлен Арчинский перегиб, в 1987-1988 гг. работами МОГТ и КМПВ масштабов 1:50 000 и 1:100 000 детализированы Арчинское, Урманское, Северо-Останинское поднятия, а в 1990–1992 гг. детально изучено строение Лавровского наклонного вала.

В период с 1976 по 2005 г. здесь отработано 440 сейсмических профилей МОГТ, протяжённостью около 7,2 тыс. км. Сейсморазведочные работы МОГТ проводились силами двух геофизических организаций. Большая часть профилей (90,2%) отработана Томским геофизическим трестом (ТГТ), детализационные сейсморазведочные исследования др. площадей выполнены специалистами ОАО «Сибнефтегеофизика». Следует отметить, что большая часть сейсмических материалов была получена в 70-е - 80-е годы и отработана с 12-кратным перекрытием.

Несмотря на неоднородность геофизических данных, их обработка по единому графу, а впоследствии специальная обработка с целью устранения различного рода неувязок, позволили получить вполне однородные кондиционные сейсморазведочные материалы, которые в рамках настоящих исследований были использованы как на этапе структурных построений, так и для решения прогнозных задач и детализации моделей месторождений. Всего на исследуемой территории отработано 7 214 км сейсмических профилей (Рис.1.2). Плотность сети профилей МОГТ составляет более 1,5 км/км².

На исследуемой территории глубокое бурение было начато в 1974 году, первооткрывательница - поисковая скважина №1. Так же на данном участке в 1979 году была пробурена параметрическая скважина №6. Плотность работ глубоким бурением составляет 50-100 м/км². В целом район исследований является одним из наиболее изученных на территории Томской области.

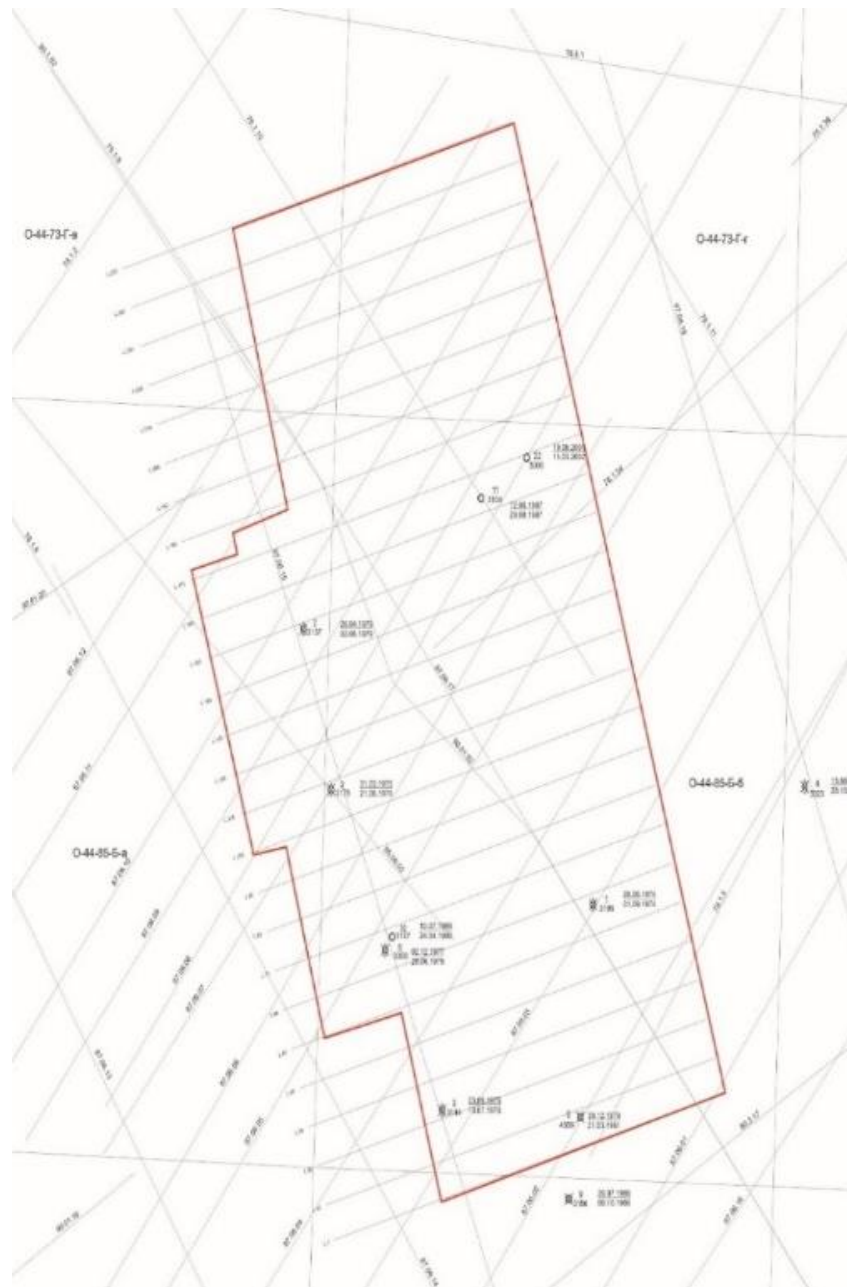


Рис. 1.2. Схема сейсмических профилей Урманского месторождения

2. Геолого-геофизическая характеристика района работ

2.1. Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении Урманского месторождения принимают участие породы палеозойской, мезозойской и кайнозойской эратем.

Палеозойская эратема (PZ)

Девонская система (D)

Девонские отложения представлены в разрезе двумя отделами: средним и верхним и корой выветривания.

Средний отдел (D₂)

Герасимовская свита (D_{2gr})

Отложения свиты представлены известняками. Известняки водоросливо-фораминиферовые, сгустково-комковатые, органогенно-обломочные с прослоями глинистых известняков светло-серого до белого цвета, доломитизированные, перекристаллизированные, кавернозные, трещиноватые, трещины разнонаправленные, открытые залечены кальцитом и глинистым материалом. Мощность свиты составляет 260 м.

Верхний отдел (D₃)

Чузикская свита (D_{3chz})

Свита представлена известняками. Известняки водоросливо-фораминиферовые, сгустково-комковатые, органогенно-обломочные с прослоями глинистых известняков светло-серого до белого цвета, доломитизированные, перекристаллизированные, кавернозные, трещиноватые, трещины разнонаправленные, открытые залечены кальцитом и глинистым материалом. Мощность свиты составляет 260 м.

Лугинецкая свита (D_{3lg})

Свита сложена известняками. Известняки водоросливо-фораминиферовые, сгустково-комковатые, органогенно-обломочные с прослоями глинистых известняков светло-серого до белого цвета,

доломитизированные, перекристаллизированные, кавернозные, трещиноватые, трещины разнонаправленные, открытые залечены кальцитом и глинистым материалом. Мощность свиты составляет 520 м.

Кора выветривания

Кора выветривания сложена бокситом каолинит-диаспоровым. Основная масса боксита в виде гнезд и неправильных скоплений бесцветного каолинита таблитчатой и чешуйчатой формы, зерна диаспора призматические, игловидные. Мощность ее составляет 260 м.

Осадочный чехол с угловым несогласием залегает на породы фундамента и представлен мезозойской и кайнозойской эратемами.

Мезозойская эратема (MZ)

Юрская система (J)

Юрские отложения представлены в разрезе всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел

(J₁) Урманская свита (J_{1ur})

Урманская свита представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и прослоями угля. Мощность свиты составляет 23-149 м.

Тогурская свита (J_{1tg})

Тогурская свита в данном разрезе сложена массивными, темно-серыми, черными с растительным детритом, сидеритизированными, битуминозными аргиллитами. Мощность отложений составляет 14-121 м

Средний отдел (J₂)

Тюменская свита (J_{2tm})

На Урманском месторождении мощность отложений данной свиты колеблется от 380 (скв. № 1) до 506 м (скв. № 4). Свита сложена континентальными отложениями – переслаиванием серо-цветных песчаников, алевролитов, аргиллитов, с прослоями углистого материала, с отпечатками растений. По составу песчаники полимиктовые, тонко- и мелкозернистые, среднесцементированные, волнисто-слоистые. Алевролит серый, крепкий

плотный, участками горизонтально-косослоистый. Аргиллит серый, темно-серый, слюдистый.

Верхняя юра (J₃)

Васюганская свита (J₃vs)

Морские песчано-глинистые отложения васюганской свиты трансгрессивно перекрывают тюменскую свиту и подразделяются на две подсвиты – нижнюю и верхнюю. На Урманском месторождении васюганская свита вскрыта всеми пробуренными скважинами, ее мощность колеблется от 80 до 90 м и представляет собой переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаник серый, тонко-мелкозернистый, глинистый, водонасыщенный.

Баженовская (J₃bg) свиты

В пределах Урманского месторождения герасимовская и баженовская свиты представлена аргиллитами черными, коричневыми, трещиноватыми. Характерны также частые включения растительного детрита, радиоляритов, белемнитов. Мощность данных свит составляет 18-45 м.

Меловая система (K)

Меловая система представлена всеми ярусами нижнего и верхнего отделов.

Нижний отдел (K₁)

Нижнемеловые отложения объединяют четыре свиты (снизу-вверх) – куломзинскую, тарскую, киялинскую, алымскую.

Куломзинская свита (K₁kl)

Куломзинская свита согласно залегает на верхнеюрских отложениях. Она сложена аргиллитами темно-серыми, плотными, участками плитчатыми, иногда алевролитистыми, часто с косой, линзовидной и горизонтальной слоистостью, с тонкими пропластками светло-серых алевролитов и песчаников. Песчаники преимущественно светло-серые, мелкозернистые,

различной крепости, неоднородные, прослоями глинистые или карбонатизированные, крепкие, часто косослоистые, с примесью обугленного растительного детрита. Средняя мощность свиты составляет 260м.

Тарская свита (K_{1tr})

Тарская свита представляет собой песчаные пласты с подчиненными прослоями аргиллитов. Песчаники светло-серые, мелко- среднезернистые, от слабосцементированных до крепких, известковистых. Мощность свиты 69-79м.

Киялинская свита (K_{1kln})

Киялинская свита представлена неравномерным переслаиванием пестроцветных глин, алевролитов и песчаников с преобладанием в разрезе глинистых пород. Мощность свиты 686-714 м.

Алымская свита (K_{1a1})

Отложения свиты представлены песчаниками и пачкой аргиллитоподобных глин. Песчаники серые, мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые, глинистые, участками известковистые. Аргиллитоподобные глины темно-серые, плотные. Ее средняя мощность 20м.

Нижний+верхний отдел (K₁₋₂)

Покурская свита (K_{1-2pk})

Выше алымской свиты залегает мощная континентальная толща отложений покурской свиты, представленная неравномерным переслаиванием глин темно-серых, плотных, иногда жирных на ощупь, неоднородных алевролитистых песчаников светло-серых с зеленоватым оттенком, мелкозернистых, каолинизированных, слабосцементированных до рыхлых и алевролитов темно-серых, глинистых. Песчаные пласты покурской свиты по простиранию большей частью невыдержанные, имеют линзовидное строение. Мощность свиты 875-904 м.

Верхний отдел (K₂)

Кузнецовская свита (K₂kz)

Кузнецовская свита сложена глинами серыми, темно-серыми, плотными, листоватыми, иногда известковистыми или алевроитистыми и слюдистыми.

Мощность свиты 14-24 м.

Ипатовская свита (K₂ip)

Ипатовская свита представлена переслаиванием алевролитов, опоковидных глин и опок. Алевролиты серые, темно-серые, слабосцементированные, иногда глауконитовые, участками слоистые; опоковидные глины серые, светло-серые и голубовато-серые, алевроитистые; опоки светло-серые, горизонтально- и волнистослоистые, с раковистым изломом. Мощность свиты 159-169 м.

Славгородская свита (K₂sl)

Славгородская свита сложена преимущественно глинами серыми, зеленовато-серыми, однородными, жирными на ощупь, пластичными, иногда с редкими маломощными прослойками песчаников и алевролитов, с включениями глауконита и пирита. Мощность свиты составляет 42-54 м.

Ганькинская свита (K₂gn)

Отложения свиты представлены глинами. Глины серые с зеленоватым оттенком, мергелистые, алевроитистые, песчанистые, по всему интервалу растительные остатки. Мощность отложений составляет 145 м.

Кайнозойская эратема (KZ)

Палеоген (P)

Палеогеновые отложения представлены преимущественно глубоководными морскими глинистыми породами – тонкоотмученными темно-серыми до черных, зеленовато-серыми, плотными, вязкими, жирными на ощупь глинами, иногда с тонкими линзочками алевроитов и тонкозернистых песков, опоковидными глинами с прослоями опок.

Четвертичные отложения (Q)

Четвертичные отложения представлены рыхлыми наносными осадками – серыми и желтовато-серыми глинами, часто алевроитистыми, суглинками, супесями, алевроитами, песками-пльвунами и верхним почвенно-растительным слоем.

2.2 Тектоника

Район работ расположен в юго-восточной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системе, занимающей всю центральную часть плиты. Эта складчатая система имеет герцинский возраст консолидации, что подтверждается составом пород, их возрастом. (Рис.2.1.).

Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления по В.С. Суркову, 1981 г. площадь работ приурочена к юго-восточной части Ньюрольского погруженного блока Межовского срединного массива. Структура Ньюрольской палеозойской впадины осложнена рядом разломов северо-западного простирания, разбивающих ее на ряд блоков. Структурные зоны позднегерцинской складчатости секутся системой разломов Усть-Тымского и Чузикского грабен-рифтов и большим количеством оперяющих их разломов.

Доюрский фундамент площади работ геосинклинального, дейтероорогенного, а также рифтового генезиса.

Рифтовые структуры фундамента, как наиболее молодые и тектонически активные зоны, оказали большое влияние на структуру распределения фаций и в конечном итоге на нефтегазоносность осадочного чехла, особенно нижнего комплекса континентальных триасовых отложений.

Зоны грабен-рифтов в юрское время представляли собой русла речных долин, где происходило накопление русловых терригенных фаций. Областями сноса являются межрифтовые поднятия.

Структурообразование в мезозойско-кайнозойском чехле обусловлено унаследованными движениями структурно-формационных зон доюрского

фундамента. Наиболее отчетливо унаследованность внутренней структуры фундамента структурами чехла выражена в зоне развития позднегерцинской складчатости. Васюган-Пудинскому антиклинорию соответствует в чехле Пудинский мегавал, Нюрольскому погруженному блоку – Нюрольская впадина.

По тектоническому районированию осадочного чехла Урманская локальная структура приурочена к Чузикско-Чижапской мезоседловине, структуре II порядка, граничащей со структурами такого же ранга с севера – Центральннюрольской мезовпадиной, с запада – Лавровским мезовыступом, с востока – Пудинским мезоподнятием и с юга с Южно-Пудинским прогибом – структурой III порядка

Урманская локальная структура по отражающему горизонту Φ_2 (кровля доюрских образований) представляет собой поднятие, оконтуренное изогипсой минус 3050 м, имеет площадь 92 км² и амплитуду 120 м (Рис.2.2.).

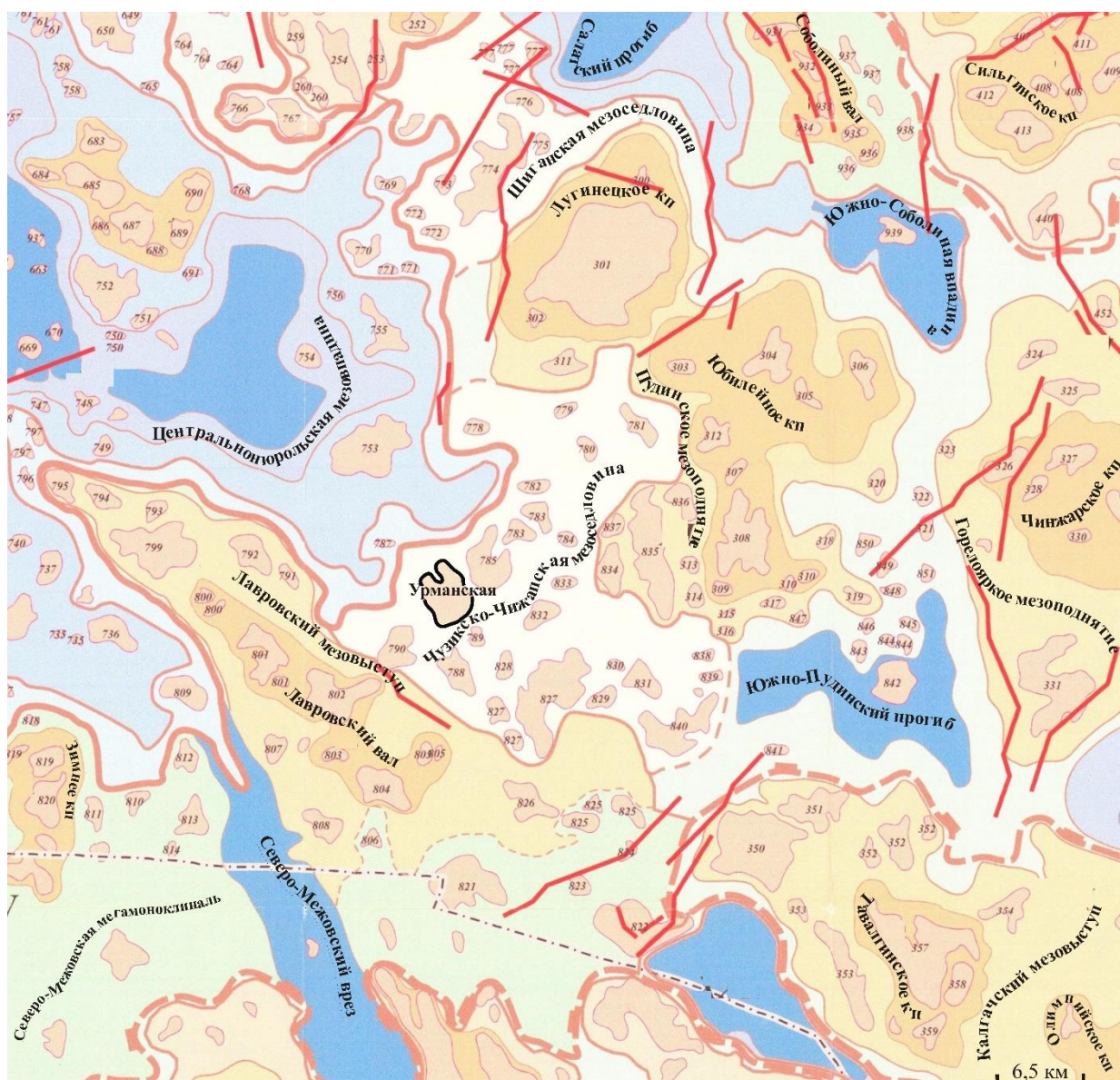


Рис.2.1. Фрагмент «Тектоническая карта юрского структурного яруса осадочного чехла, Томская область» (под ред. А.Э.Конторовича, 1998 г.)

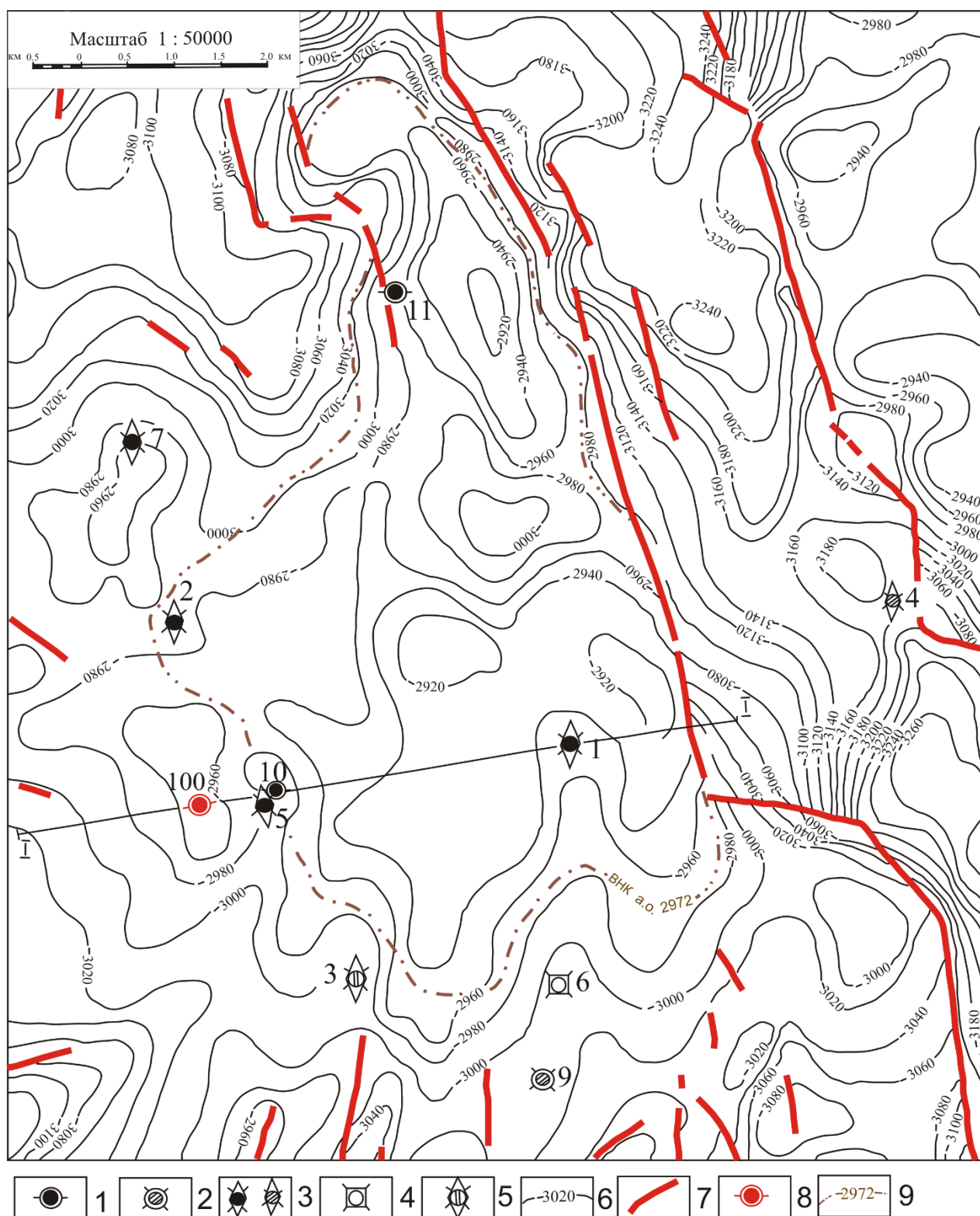


Рис. 2.2. Структурная карта Урманского поднятия по отражающему горизонту Φ_2

1 – разведочная скважина, давшая нефть, в консервации; 2 – разведочная скважина, давшая воду, ликвидированная; 3 – поисковая скважина, давшая нефть с водой; 4 – параметрическая скважина; 5 – пласт не перфорирован; 6 – изогипсы отражающего горизонта Φ_2 ; 7 – тектонические нарушения; 8 – разведочная, проектная скважина; 9 – внешний контур нефтеносности

2.3. Нефтегазоносность

По нефтегазовому районированию Урманское месторождение относится к Межовскому нефтегазовому району Васюганской нефтегазовой области Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. Продуктивными в пределах района являются доюрские и среднеюрские нефтегазовые комплексы.

Урманское нефтяное месторождение приурочено к одноименному эрозионно-тектоническому выступу доюрских образований. Залежь выявлена скважиной первооткрывательницей № 1. В скважинах 2, 4, 5, 7, 10 при исследовании доюрских образований получен приток нефти. Нефтенасыщенными являются доломиты, доломитизированные известняки и бокситы. Коллектор порово-кавернозно-трещиноватого типа. Весь эрозионно-тектонический выступ перекрыт сверху покрывкой – аргиллитами тогурской пачки. По значениям дебитов месторождение относится к среднедебитным, по запасам – к категории мелких.

В скважине 1 из интервала 3060-3078 метров на 12 мм штуцере приток нефти составил 77 м³/сут и газа 5,5 тыс. м³/сут. Абсолютная отметка ВНК в контуре залежи колеблется в пределах 2968-2985 метров из-за резкой изменчивости коллекторских свойств пород.

На Урманской площади нефтенасыщенными так же являются среднеюрские (Ю₇) отложения в скважине 4. Из песчаников получен незначительный приток водонефтяной эмульсии.

2.4. Петрофизическая характеристика разреза

Среди изучаемых отложений выявлены 3 основные группы пород: карбонатные, глинистые и кремневые. Преобладают карбонатные породы. Среди них в значительной степени развиты известняки. Глинистые и кремневые породы распространены преимущественно в верхних частях рассматриваемых толщ. В описываемых образованиях выявлены единичные прослои потоков лав, лаво- и гиадокластитов. Обломочные отложения

встречаются исключительно редко и эпизодически присутствуют на отдельных интервалах разреза.

Карбонатные породы представлены известняками и доломитами. Известняки занимают ведущее положение в разрезе, отличаются многообразием типов и разделены на классы:

- биоморфные (строматолитовые, строматопоровые). В качестве постседиментационных преобразований породам этого типа свойственны: проявления растворения (сутуро-стилолитовые швы) и текстур полисинтетического двойникования зерен кальцита, добавочная кальцитизация (заполнения пор), доломитизация, образование аутигенного пирита (реже гидроокислов железа), развитие жильного кальцита.

- детритовые (микробиальные, цианобионтные; строматопоровые);

- обломочные

- перекристаллизованные, которые подразделяются, в свою очередь, на несколько литологических типов (биоморфные, детритовые, неясного генезиса).

Для карбонатных отложений палеозоя характерно увеличенные значения методов сопротивления, а также нейтронных методов.

Глинистые породы представлены на изучаемой площади аргиллитами и битуминозными аргиллитами баженовской свиты.

Повышенная битуминозность баженовской свиты, при небольшой средней мощности 24м, предопределила высокие средние значения кажущегося сопротивления (КС) отложений, а в связи с высоким содержанием глины, кривая ГК имеет высокие аномальные значения.

Для остальных глинистых разностей характерны высокие значения по гамма-каротажу, невысокие значения по нейтронному каротажу, а также положительная аномалия ПС.

Кроме карбонатных пород коллектор на месторождении встречается так же и в песчаниках среднеюрских отложений Ю₇. Для песчаников характерно ГИС пониженные показаниям гамма-каротажа и кривой ПС и средние

значения стационарных нейтронных методов. В зависимости от насыщения песчаников кажущиеся удельное сопротивление меняется от высоких значений (нефть) до пониженных значений (вода).

Также в верхней части терригенного разреза встречаются плотные породы (карбонатизированный песчаник) и углисто-глинистые породы.

Для угольных пластов характерны аномально низкие показания ГК и НКТ. Также угольные пласты выделяются по высоким показаниям КС.

Для карбонатизированных песчаников характерны очень высокие значения стационарных нейтронных методов, низкие значения метода естественной радиоактивности и высокие сопротивления по электрическим методам.

Нефть - Плотность нефти обычно колеблется в пределах 0,75—1 т/м³. Как исключение, встречаются нефти плотностью более 1 т/м³. Нефти, имеющие плотность. менее 0,9 т/м³, считаются легкими, а более 0,9 т/м³ — тяжелыми. Наибольшей вязкостью, или внутренним трением, характеризуются нафтенны, меньшей — ароматические углеводороды, еще меньшей — парафины. Температура застывания нефти варьирует в широких пределах. Например, для грозненских нефтей парафиновых с плотностью 0,838 т/м³ она +11 °С, а беспарафиновых с плотностью 0,863 т/м³ — 20 °С. Нефть не имеет определенной температуры кипения, поэтому для нее различают начальную и конечную температуры. Как правило, легкие нефти начинают кипеть при температуре ниже 100 °С, а тяжелые — выше 100 °С. Теплота сгорания нефтей колеблется в пределах 43 260 — 45 360 Дж/кг. Чем меньше плотность нефти, тем выше ее теплота сгорания.

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

В скважинах, пробуренных на территории Урманского месторождения, применяется следующий комплекс геофизических исследований.

Каротажная диаграмма по Урманскому нефтяному месторождению представлена на рисунке 3.1.

Боковое электрическое зондирование. Для выделения пород-коллекторов, оценки их характера насыщения, определения удельного сопротивления неизменной части пласта (рп) и удельного сопротивления зоны проникновения (рзп).

Кавернометрия проводится с целью определения диаметра скважины, выделения пластов-коллекторов и уточнения эффективных толщин коллектора.

Акустический каротаж выполняется с целью определения скоростей упругих волн в горных породах, литологического расчленения разреза скважины, определения типа и величины коэффициента пористости, выделения пластов-коллекторов со сложной структурой порового пространства.

Инклинометрия проводится для определения местоположения точки вскрытия пласта скважиной и определения абсолютных отметок и эффективных толщин с учетом абсолютных отметок.

Индукционный каротаж является основным методом при определении удельного сопротивления горных пород в области низких значений, используется для определения характера насыщения пластов, определения положения водонефтяного контакта.

Резистивиметрия проводится с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости (рс), которое используется при обработке методов БЭЗ, ИК-БК.

Метод сопротивления (КС). По диаграммам КС получаем лишь общее представление о сопротивлениях пород и об их изменении по стволу скважины.

Метод потенциала собственной поляризации (ПС) предназначен для литологического расчленения, корреляции разрезов скважин, определения эффективных мощностей.

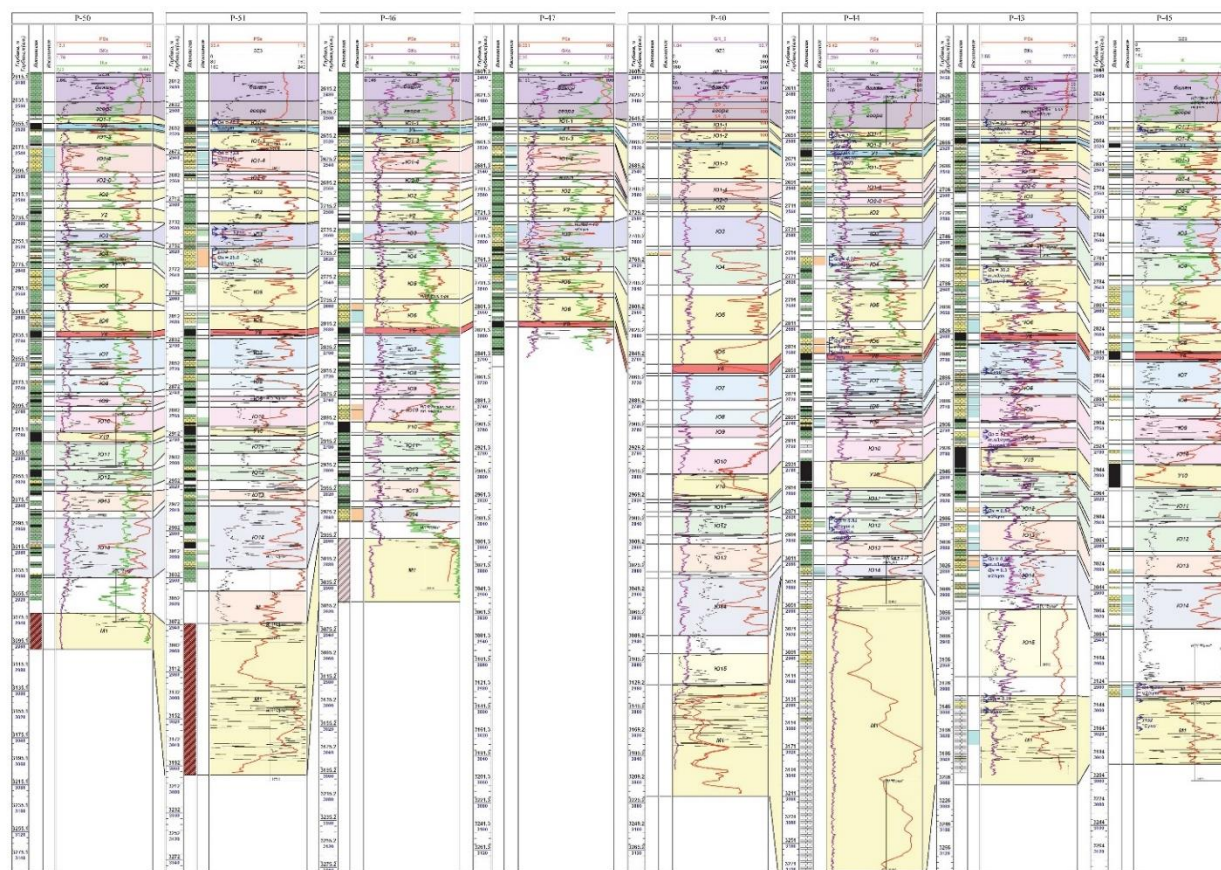


Рис. 3.1. Априорная физико-геологическая модель

Физико-геологическая модель (рис. 3.1.), была составлена, основываясь на показаниях вышерассмотренной каротажной диаграммы и исследований ряда других скважин месторождения, а так же основываясь на петрофизических свойствах пород, слагающих Урманское месторождение.

4. Основные вопросы проектирования

4.1. Обоснование геофизических работ и комплекса методов

Для решения поставленной задачи стратиграфической разбивки скважинных данных на Урманском месторождении необходим стандартный комплекс геофизических методов.

В качестве реперов, которые уверенно выделяются во всех скважинах и являются региональными стратиграфическими и литологическими реперами, использовались: подошва баженовской свиты и угольный пласт У10, а в тех скважинах, где он не вскрыт – угольный пласт У6. Между пластами, где отсутствуют надежные геолого-геофизические реперы, при корреляции пластов учитывался характер каротажных кривых, степень их изрезанности, формы кривых.

Региональных репер - подошва баженовской свиты выделяется по высокие значения кажущегося сопротивления (КС), а в связи с высоким содержанием глиен кривая ГК имеет характерный положительный экстремум.

Кровля георгиевской свиты отмечается по резкому снижению показаний кривой КС, резкому отрицательному всплеску кривой ГК и зеркальному поведению кривой ИК.

Кровля васюганской свиты хорошо прослеживается в разрезе по резкому уменьшению показаний кривой ПС и аналогичному поведению ГК, также хорошо виден по нейтронному гамма-каротажу, показания которого резко увеличиваются в кровельной части.

Угольный пласт У₁ уверенно прослеживается по всей территории по высоким показаниям сопротивления.

Пласт Ю₂ выделяется в разрезе по двойному пику сопротивления в нижележащих отложениях, которые соответствуют углям репера У₂. В толще пласта показания нейтронных методов занижены.

Кровля пласта Ю₃ прослеживается в разрезе по пониженным значениями кривой метода естественных потенциалов (ПС). Показания кривой

сопротивления в интервале пласта мало дифференцированы относительно нижележащей толщи.

Пласт Ю₄ хорошо прослеживается по положительному экстремуму кривой сопротивления в кровельной части пласта за счет угольного пропластка. Кривая ГК в интервале пласта более дифференцирована, нежели в ниже- и вышележащих отложениях.

Кровля пачки Ю₅ видна по характерному уменьшению показаний ГК и обратному поведению кривой НГК в рассматриваемой толще.

Пласт Ю₆ выделяется в разрезе заниженными показаниями стандартного каротажа, а подошва хорошо прослеживается во всех скважинах по повышенному сопротивлению угольного пласта У₆.

Реперный угольный пласт У₁₀ характеризуется скачком сопротивления, благодаря переходу от менее к более углистому разрезу. Для кровли пласта характерны заниженные показания ГК относительно вышележащих пород.

Для пласта Ю₁₁ характерно уменьшение показаний кривой гамма-каротажа и зеркальное поведение нейтронных методов.

Пласты Ю₁₂ и Ю₁₃ прослеживаются по уменьшению показаний кривой ПС, а также занижению значений ГК.

Угольный пласт У₁₃ разделяет пласты Ю₁₃ и Ю₁₄, хорошо виден в разрезе по скачку методов сопротивления.

Пласт Ю₁₄ в разрезе выделяется по заниженным показаниям стандартного каротажа относительно выше- и нижележащей толщи. К подошвенной части пласта сопротивление плавно увеличивается.

Пласт Ю₁₅ распространен не повсеместно, выделяется по пониженным показаниям кривой ГК, ПС, БК и ГЗ относительно выше и нижележащих отложений.

Кора выветривания выделена не во всех скважинах и прослеживается по выполаживанию кривых ГК толще кора. Для корреляции этих отложений использовалась также информация по отбору керн.

Горизонт М1 связан с карбонатными отложениями палеозоя и прослеживается по резко увеличенным значениям методов сопротивления, а также нейтронных методов.

Для перевода относительной глубины в абсолютную необходимо знать угол наклона скважины и азимут – для этого используется инклинометрия.

Исходя из вышеизложенной информации, для выполнения поставленной задачи по стратиграфической корреляции скважин на Урманском месторождении необходим комплекс из следующих методов:

- Боковой каротаж (БК)
- Резистивиметрия
- Кавернометрия (КВ)
- Акустический каротаж (АК)
- Инклинометрия
- Метод сопротивления (КС)
- Индукционный метод (ИК)
- Метод потенциала собственной поляризации (ПС)
- Нейтрон-нейтронные методы (НКТ или НГК).

4.2. Применяемая аппаратура и принцип ее действия

Наземная регистрирующая геофизическая лаборатория «Кедр-05»

Геофизическая лаборатория «Кедр-05» - малогабаритная система регистрации данных, предназначенные для проведения комплексных геофизических исследований в процессе разведки, бурения, освоения и эксплуатации скважин. Лаборатории семейства обеспечивают прием и обработку информационных сигналов от скважинной аппаратуры без использования наземных панелей.

Лаборатория комплектуется датчиками глубины импульсными "Кедр ДГИ-1", датчиками магнитных меток глубины «Кедр-ДММГ» и выносными блоками индикации глубины «БГ-05». Регистрация глубины осуществляется с коррекцией по магнитным меткам и ролику.

В состав лаборатории «Кедр-05» входят следующие основные блоки:

- Блок геофизический
- Блок коммутации
- Универсальный источник питания

Блок геофизический обеспечивает непрерывное декодирование информации от скважинного прибора, работу системы измерения глубины и скорости прибора. Геофизический блок соединяется с внешним компьютером, а через последовательный канал обмена с другими блоками. Входные аналоговые сигналы оцифровываются быстродействующим 14-разрядным АЦП с максимальной частотой 3 МГц.

Блок коммутации осуществляет необходимые коммутации между тремя жилами кабеля, двумя источниками питания и входами аналого-цифрового преобразователь (АЦП) блока геофизического, а также формирует цифровые последовательности, необходимые для управления скважинными приборами.

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

Внешний вид и комплектация наземной регистрирующей геофизической лаборатории «Кедр-05» представлена на рисунке 4.2.

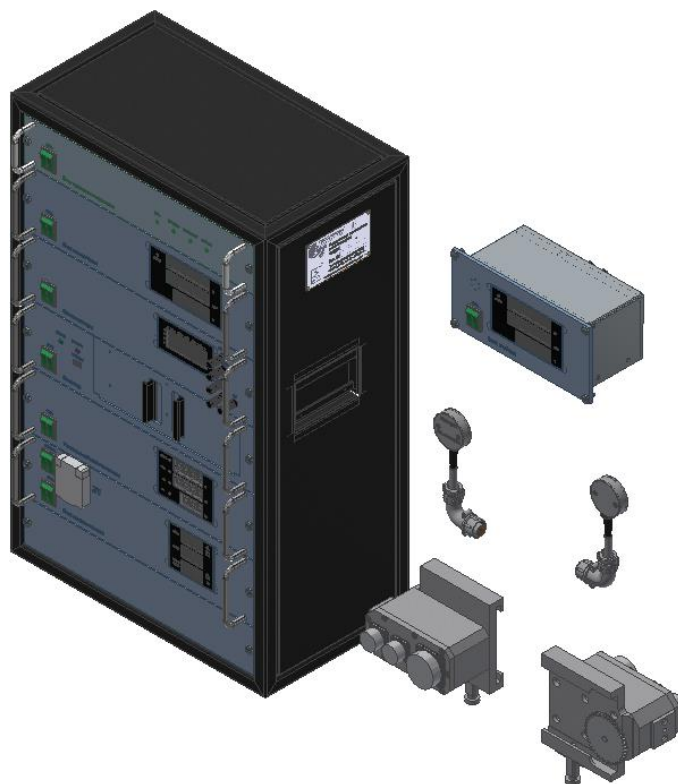


Рис. 4.2. Внешний вид и комплектация наземной регистрирующей геофизической лаборатории «Кедр-05»

Скважинная регистрирующая аппаратура

Электрические методы

Для регистрации кривых кажущегося удельного сопротивления, кажущейся удельной проводимости и каротажа потенциала собственной поляризации использовался прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М (Рис. 4.3). Данный прибор предназначен для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин в открытом стволе. Прибор обеспечивает измерение электрических характеристик пород за один проход по интервалу исследований комплексом зондов БКЗ, зондом КС, зондом трёхэлектродного БК, зондом ИК, резистивиметром, ПС.

Также прибор применяется для исследования необсаженных скважин, заполненных промывочной жидкостью на водной основе.

Технические характеристики прибора представлены в таблице 4.1.

Рис. 4.3. Внешний вид скважинного прибора электрического каротажа К1А-723-М



Таблица 4.1. Технические характеристики прибора К1А-723-М

Зонд	Единица измерения	Диапазон
A8.0M1.0N A4.0M0.5N A2.0M0.5N N0.5M2.0A A1.0M0.1N	Ом-м	0.2-5000
A0.4M0.1N N11.0M0.5A		0.2-1000
Резистивиметр		0.05-5
БК		0.2-10000
ИК	мСм/м	10-2500
ПС	В	-0,5 - +0,5
Длина, мм	20470	
Длина корпуса, мм	3850	
Диаметр, мм	73	
Масса, кг	80	
Питание переменным током	400 Гц, 400 мА	
Макс. рабочая температура, °С	120	
Макс. рабочее давление, МПа	80	
Скорость каротажа, м/ч	3000	

Радиоактивные методы

Для измерения пористости горных пород по тепловым нейтронам, оценки водородосодержания, мощности экспозиционной дозы естественного гамма-излучения предназначен прибор радиоактивного каротажа РК5-76 (Рис.4.4.). Скважинный прибор радиоактивного каротажа РК5-76 применяется в необсаженные и обсаженные скважины различного назначения, в том числе со спуском через буровой инструмент и горизонтальные.

Технические характеристики прибора представлены в таблице 4.2.



Рис. 4.4. Внешний вид скважинного прибора радиоактивного каротажа РК5-76

Таблица 4.2. Технические характеристики прибора РК5-76

Параметры	Условное обозначение	Диапазон
Водонасыщенная пористость НГК, %	НГК	1-40
Водонасыщенная пористость ННК, %	ННК	1-40
МЭД гамма-излучения, мкР/ч	ГК	1-100
Длина, мм	2120	
Диаметр, мм	76	
Масса, кг	60	
Макс. рабочая температура, °С	120	
Макс. рабочее давление, МПа	80	
Скорость каротажа, м/ч	800	

Инклинометрия

Комплекс инклинометрический ИОН-1 (Рис.4.5.) предназначен для непрерывного измерения азимутального и зенитного углов в функции глубины необсаженных скважин с сохранением и выводом результатов на экран, а также для построения профиля обмеренного участка скважины.

Прибор ИОН-1 обеспечивает: измерение азимута, угла поворота и зенитного угла эксплуатационных бурящихся необсаженных скважин глубиной до 5000 м; измерение зенитного угла и угла поворота обсаженных скважин с диаметром обсадных колонн 125мм и более; ориентирование отклонителя в скважине.



Рис. 4.5. Внешний вид скважинного прибора ИОН-1

Таблица 4.3. Технические характеристики прибора ИОН-1

Диапазон измерения зенитного угла, град.	0-180
Диапазон измерения зенитного угла, град.	0-180
Диапазон измерения азимута, град.	0-360
Погрешность измерения зенитного угла, град.	+/-0.25
Погрешность измерения глубины, м	+/-0.1
Максимальная скорость измерения, м/час	800
Максимальная температура среды, С	120
Максимальное давление, МПа	80
Масса, кг	25
Длина, мм	2690
Диаметр, мм	73

4.3. Методика проведения работ

Состав и последовательность работ промысловой партии (отряда) определяются следующими этапами работ на скважинах: подготовка к выезду на скважину, переезд на скважину, работа на скважине, переезд со скважины на базу, завершение работ на базе.

Подготовка к выезду на скважину

Работа на скважине выполняется в соответствии с заказ нарядом на проведение работ. Заказ-наряд содержит следующие сведения:

1. Данные по скважине.
2. Комплекс и методика исследований (перечень видов исследования, порядок их проведения, интервалы непрерывных измерений)

Также на базе перед выездом выполняется калибровка, тарировка аппаратуры, разметка кабеля.

Проведение работ на скважине

Выполнение геофизических работ на скважине должны быть проведены с соблюдением действующих инструкций по технике безопасности, санитарных правил при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений при радиометрических исследованиях скважин, правил перевозки радиоактивных веществ.

Геофизический каротажный подъемник устанавливается с наветренной стороны на расстоянии примерно 25м от устья скважины. Из подъемника должна быть обеспечена хорошая видимость и сигнальная связь с устьем.

Перед спуском геофизических приборов скважина должна быть подготовлена, геофизиков должны обеспечить сведениями о подготовленности скважины к исследованиям и ее техническое состояние. Буровой бригадой должно быть выполнено шаблонирование скважины перед началом ГИС.

После сдачи буровой бригадой, подготовленной к геофизическим исследованиям скважины, геофизиками устанавливается навесное

геофизическое оборудование - направляющий и подвесной ролики или блок-баланс.

Каротажный подъемник перед геофизическими исследованиями заземляют. После заземления станцию подключают к питающей сети.

Следующим шагом устанавливают на подвесном ролике или блок-балансе датчики глубин и натяжения, магнитный меткоуловитель. После чего поднимают подвесной ролик с пропущенным через него кабелем с помощью бурового оборудования на высоту 25—30 м над устьем скважины.

После выполнения выше описанных процедур подключают к геофизическому кабелю скважинный геофизический прибор и опускают его в скважину. Скорость спуска примерно равна 2500 м/ч, а скорость подъема геофизического прибора определяется в зависимости от вида исследования.

4.4. Расчёт относительной амплитуды по методу ПС на примере скважины Урманского месторождения

При интерпретации диаграмм ПС решают следующие задачи:

- Литологическое расчленение разрезов
- Оценка глинистости горных пород

Качественная интерпретация диаграмм ПС заключается в литологическом расчленении разрезов скважин. Наилучшие результаты дает метод ПС на песчано-глинистых разрезах, породы которых обладают различной адсорбционной активностью.

Определение глинистости коллекторов по ПС основано на зависимости адсорбционной активности, а, следовательно, и глубины аномалии ПС над коллекторами от содержания в них глинистого материала. Для определения используют эмпирические зависимости относительной амплитуды аномалии $\alpha_{ПС}$ от глинистости.

Для расчета относительной амплитуды аномалии $\alpha_{ПС}$ по записи ПС выполняется ряд этапов. К этим этапам относится:

1. Расчленение разреза на пласты. Выделение пластов выполняется по точкам перегиба на кривой ПС;

2. Снятие отсчётов аномалии $U_{\text{ПС}}$. Снятия величины потенциала самопроизвольной поляризации пласта выполняется от линии глин до максимума аномалии, созданной пластом.

3. Расчёт статической амплитуды [12]:

$$U_{\text{ВМ}} = \frac{U_{\text{ПС}} - U_{\text{ВМ}}}{\nu} + U_{\text{ВМ}} \quad (1),$$

$$U_{\text{ВМ}} = \frac{U_{\text{ВМ кровля}} + U_{\text{ВМ подошва}}}{2} \quad (2).$$

4. Введение поправки за температуру:

$$E_{\text{ПС}}^{18^\circ\text{C}} = \frac{E_{\text{ПС}} \cdot 291}{t_{\text{пл}} + 273}. \quad (3)$$

где $t_{\text{пл}} = 180\text{C} + 0.03(\text{H} - 450)$, H – отметка центра пласта.

5. Расчёт относительной амплитуды

$$\alpha_{\text{ПС}} = \frac{E_{\text{ПС}}^{18^\circ\text{C}}}{E_{\text{ПС}}^{18^\circ\text{C}}_{\text{max}}}. \quad (4)$$

После расчёта относительной амплитуды ПС выполняется определение глинистости по эмпирическим зависимостям. Расчет относительной амплитуды ПС представлена в приложении А.

5. Специальное исследование:

Использование ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) при исследованиях скважин

Методы геофизической разведки (ГИС) позволяют получить основную информацию о литологии, коллекторе, характеристиках фильтрата (ФЕС) и насыщенности разреза. Поскольку сложность условий разведки продолжает расти, растет и сложность ГИС, появляются новые эффективные методы. Один из них, метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в искусственных магнитных полях.

Перспективы каротажа во время бурения методом ЯМК

Технология ЯМК улучшает возможность получения информации о коллекторах.

Теперь можно получать информацию о флюидах. Технология значительно повысила эффективность ГИС.

Современное оборудование ЯМК значительно усовершенствовано. Качество полевых исследований приближается к уровню, обеспечиваемому лабораторным оборудованием.

В настоящее время технология ЯМК позволяет:

- различать различные компоненты пористости в пласте;
- определять степень насыщения связующей водой;
- в комплексе с данными других методов каротажа они могут точно и количественно оценить характеристики коллектора;
- можно исследовать сланцевые песчаники и вязкие нефтяные коллекторы;
- все пластовые флюиды могут быть идентифицированы и дифференцированы, включая воду, газ и нефть;
- определить временные интервалы, в течение которых присутствуют углеводороды, и предсказать их приемлемость.

Основы теории метода ЯМР

Основан на явлении ядерного магнитного резонанса (ЯМР), которое основано на измерении сигнала свободной прецессии - реакции ядер водорода поровой жидкости на действие магнитного поля.

Область исследований ЯМР отличается от других стандартных типов каротажа. Он представляет собой цилиндрическую поверхность толщиной 0,5–1 мм и примерно на 5–8 мм удаляется от стенки скважины.

В точках разной глубины спад намагниченности регистрируется в виде релаксационных кривых. Начальная амплитуда релаксационной кривой отражает число резонансных ядер и пропорциональна объемному содержанию водорода. Однако, к началу измерения релаксация ядер водорода, составляющих твердую фазу породы, была завершена, и вклад в сигнал они не вносят. Следовательно, ЯМР характеризует только содержание водорода в жидкости (газ, вода, фильтрат, нефть) в пустотном пространстве и преобразует его в коэффициент пористости ЯМР в соответствии с данными калибровки. Поэтому, как правило, значение общей пористости, измеренное с помощью ЯМК, от литологии породы не зависит.

Так же отличительной особенностью ЯМК в сильном поле является его чувствительность к пространственной структуре пор, которая определяет его основную область применения.

ЯМР-спектроскопия качественно описывает распределение пор по размерам. Составляющая общей пористости оценивается путем интегрирования спектра в заранее определенный интервал времени, который соответствует различным механизмам в порах разных размеров удерживать воду. Капилляр в сочетании с пористостью воды и пористостью глины вместе образуют емкость с остаточной водой.

Ядра водорода ведут себя как маленькие стержневые магниты, и их магнитный момент стремится ориентироваться в направлении магнитного поля постоянного магнита, а также магнитного поля, установленного в системе ЯМР

(рис. 5.1). В заранее выбранное время ожидания магнитный момент ядра ориентируется с экспоненциально изменяющейся скоростью аккреции, которая состоит из многих компонентов и характеризуется временем релаксации T_1

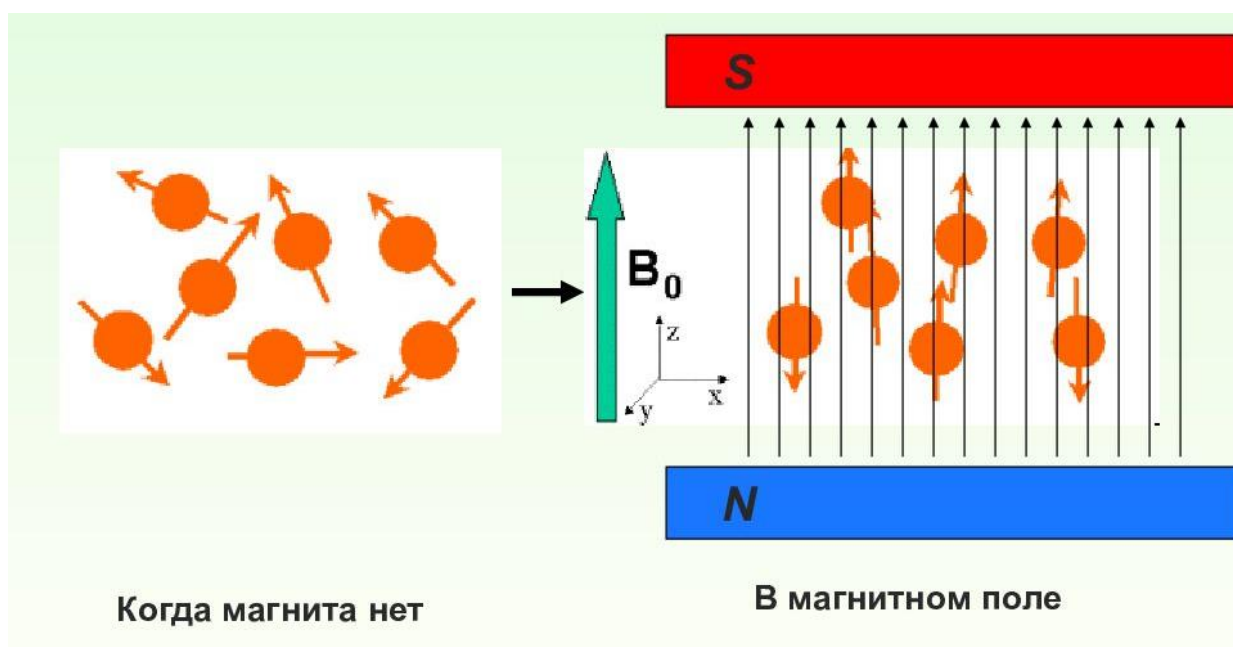


Рис. 5.1 Движения ядер водорода ЯМР

Используемые зонды ЯМК

В промышленности используются два типа каротажных зондов. Они отличаются способом генерации поляризованного поля: прибор ЯМР MRIL сочетает стержневой магнит и продольную приемную катушку для генерации сигнала достаточной силы, формируя зону исследования длиной 60 см, концентричную с осью скважины и выходящую за пределы стенки породы примерно на 5 см.

Зонд CMR использует направленную антенну, заключенную между двумя стержневыми магнитами, для фокусировки измерений ЯМР в пределах 15 см в породе, т.е. объема исследуемой породы с другими основными типами каротажа. Чтобы улучшить качество интерпретации и лучше оценить свойства пласта, в дополнение к ЯМК могут использоваться следующие сведения: плотность и фотоэлектрический коэффициент при каротаже плотности породы,

диэлектрические свойства по EPT, по MicroSFL – микро сопротивление и по ННК-НТ – пористость по, исполненному АРТ прибором. Помимо того, зонды CMR имеют высокое вертикальное разрешение и могут обнаруживать изменения пористости в тонких прослойках (таких как глинистые сланцы и песчаники).

Пористость

Пористость - это пустое пространство во всех породах, где накапливается вся жидкость. В изверженных породах это пространство мало, потому что процесс роста кристаллов сопровождается образованием тесного контакта между зернами. Это верно и для метаморфических пород. И, напротив, песчаник образован хорошо осажденными частицами, поэтому между отдельными частицами остаются большие пустоты.

Очевидно, что углеводороды могут находиться только в пористых породах. Такие породы могут быть сформированы процессами выветривания и эрозии больших массивов плотных пород и осадения продуктов эрозии при помощи ветра и воды.

Вероятно, что углеводороды можно найти только в пористых породах. Данные породы могут образовываться в результате процессов выветривания и эрозии крупных кусков плотных пород и осадения продуктов эрозии с использованием воды и ветра. В итоге, пористость пласта зависит от расстояния между зернами (рис. 5.2). Тем не менее, пористость бывает разная. Одной из характерных особенностей исследований ЯМР является то, что они не только позволяют измерять, объем пустого пространства (при условии, что пустое пространство заполнено водородсодержащей жидкостью), но также, из результатов измерения скорости релаксации, могут сделать некоторые выводы о размере пор. Следовательно, содержимое пор можно разделить на компоненты, такие как подвижная жидкость в крупных порах и связанная жидкость в мелких порах.

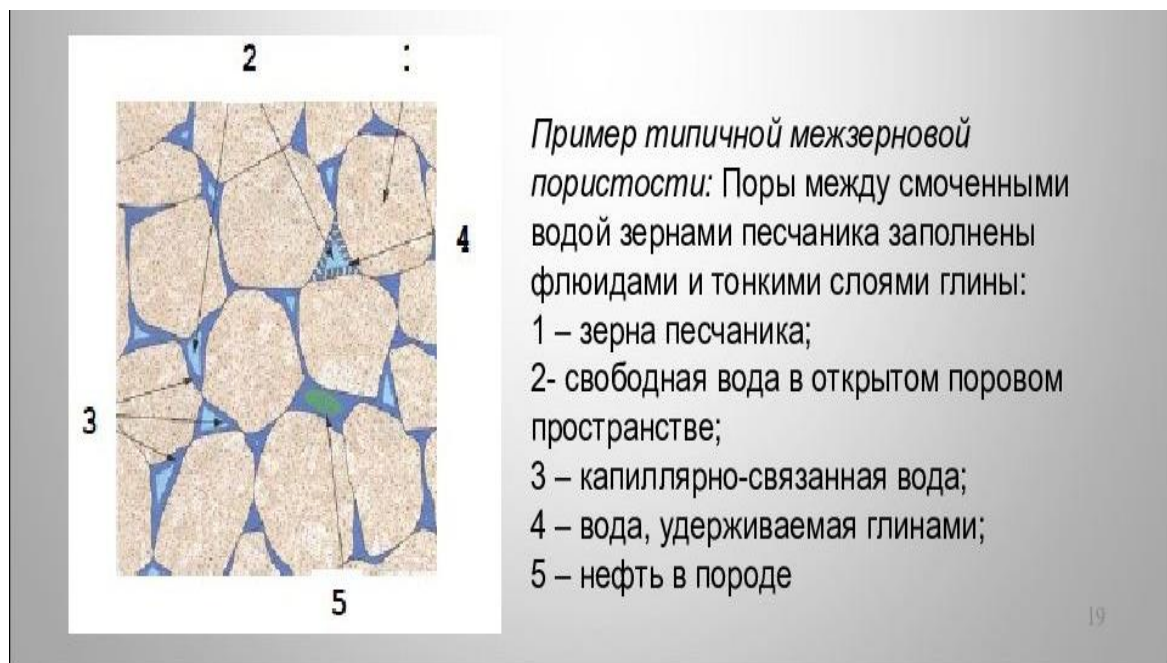


Рис. 5.2. Межзерновая пористость

Изучения ЯМК указывают на следующие два момента. Амплитуда эхосигнала зависит от объема каждой жидкости. Время релаксации T_2 каждого компонента характеризует скорость релаксации, где основным эффектом является релаксация, вызванная поверхностью частиц породы или релаксация поверхностная.

В основном, значение T_2 , зависит от отношения объема поверхности к объему пор. Из-за различных заполняющих свойств порового пространства (связанная с глиной вода или капиллярная не может быть извлечена из породы, но может быть извлечена из свободной воды), области с одинаковой пористостью, но очень различной продуктивностью можно различить в соответствии с распределением времени T_2 (рис. 5.3).

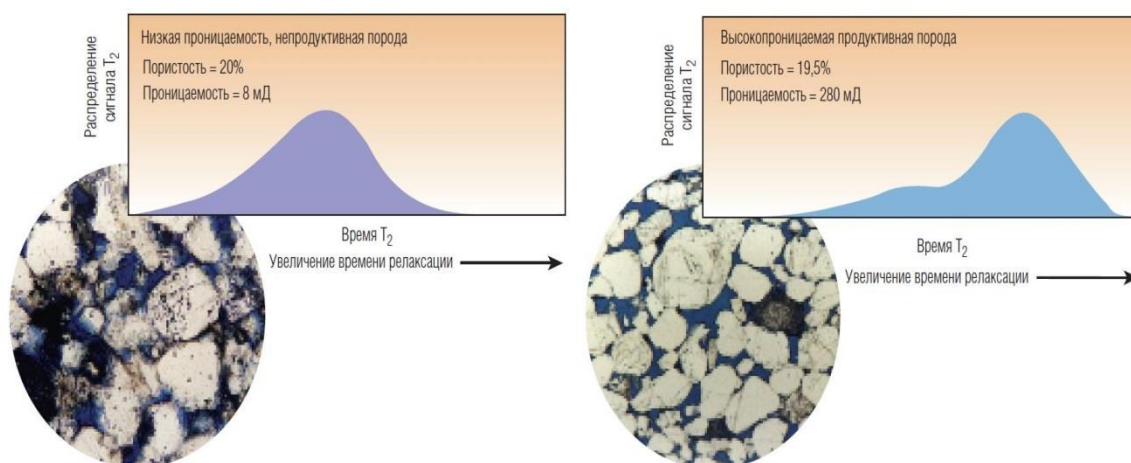


Рис. 5.3. «Хорошая вода» и «Плохая вода»

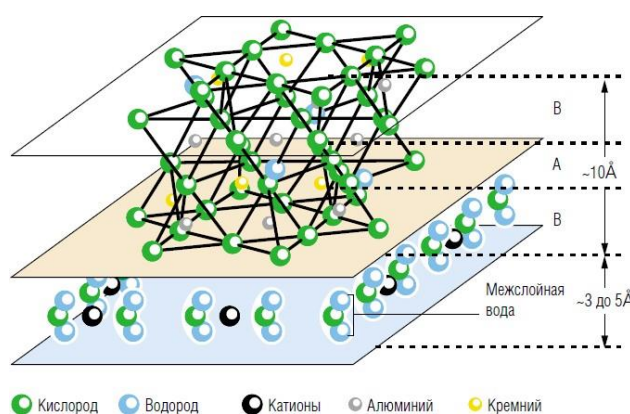


Рис. 5.4. Межслоиная вода и гидроксильные группы.

Водородные ядра в тонкой водной прослойке в глине имеют высокую скорость релаксации, поскольку протоны воды находятся близко к поверхности зерна и часто сталкиваются с ним. К тому же, если размер пор достаточно мал, чтобы вода свободно распространялась от одной поверхности к другой в заполненном водой канале, скорость релаксации отражает только отношение объема пор к поверхности. Поэтому вода в небольших порах с этим значением отношения имеет большую скорость релаксации, поэтому время T_2 короче (рис. 5.4).

Напротив, в крупных порах с относительно небольшой площадью поверхности по объему диффузия свободного водорода через поры требует

больше времени. Значит, число столкновений с поверхностью уменьшается, а скорость релаксации уменьшается, что приводит к увеличению компонента T_2 на диаграмме ЯМК. Свободная вода, расположенная в крупных порах, слабо связана с поверхностью зерна поверхностным натяжением. Большее время T_2 отражает объем свободной жидкости в пласте.

Иным примером жидкости с длительным временем T_2 , наблюдаемой в исследованиях ЯМР, является нефть, которая в гидрофильных порах сильно удерживается (рис. 5.5). В этом случае молекулы нефти не могут пробиться через границу раздела нефть-вода, чтобы достичь поверхности зерна. В конечном счете, ядра водорода в нефти релаксируют с той же скоростью, что и свободный объем. Скорость, в основном, низкая и зависит от вязкости нефти. В распределении T_2 это позволяет проще различать сигналы нефти и воды.

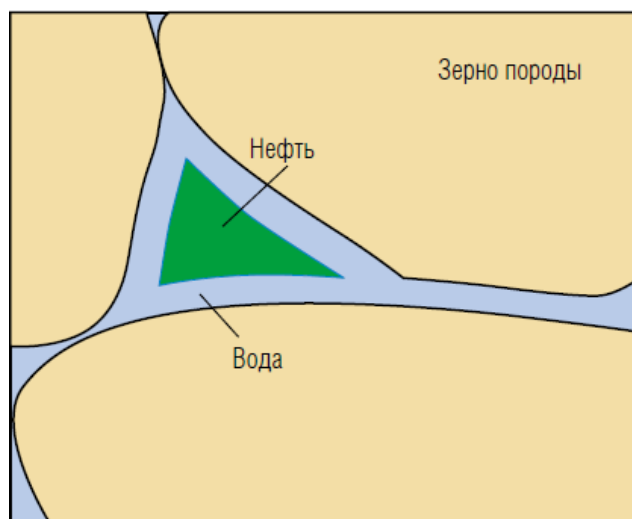


Рис. 5.5. Нефть в поровом пространстве гидрофильной породы

Пористость обычно определяют, используя метод нейтронного каротажа (НК). Тот факт, что быстрые нейтроны рассеиваются и замедляются в породах, приводит к снижению их скорости до «тепловых» значений. Датчики нейтронно-нейтронного каротажа (ННК) регистрируют поток тепловых или над тепловыми нейтронами в соответствии с конструкцией (ННК-НТ или ННК-Т). Весьма

большое сечение захвата присуще водороду, и он является необычайным замедлителем, потому что масса его атомного ядра близка к массе нейтрона. Поэтому в нейтронных исследованиях показания зонда зависят от концентрации в породе водорода. Таким образом, пористость может быть определена (рис. 5.6). Метод ЯМК дает возможность проводить различие между капиллярными или глинистыми удерживающими жидкостями с короткими компонентами T_2 и свободными изолированными жидкостями с длинными компонентами T_2 , в то время как нейтронный каротаж дает общее содержание водорода в породах и не допускается различать жидкости с различной текучестью.

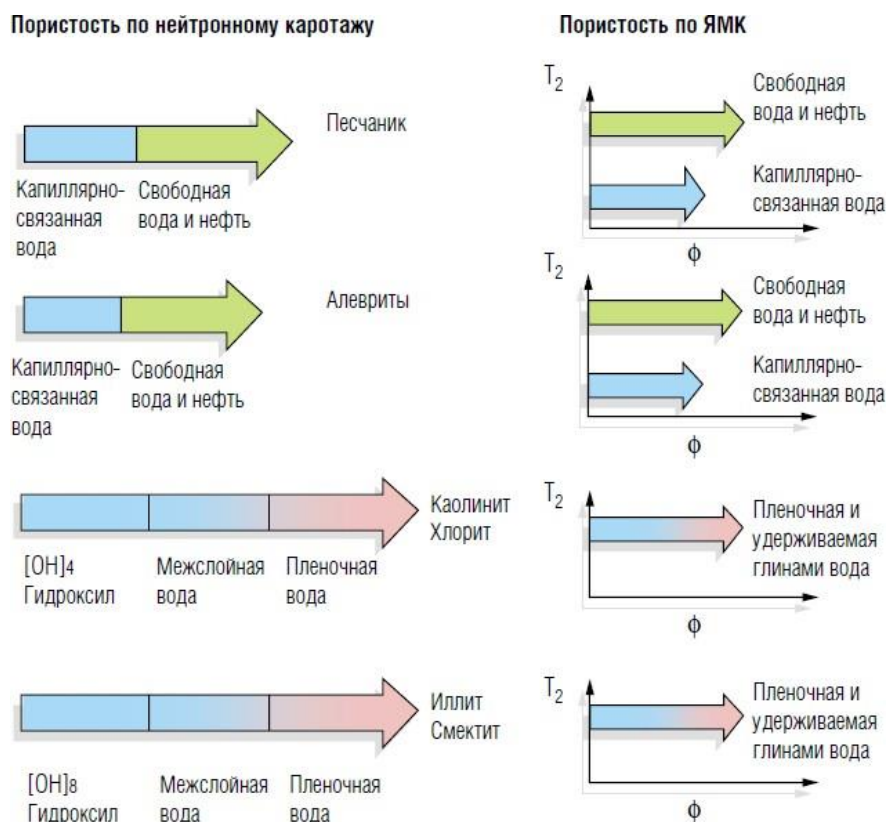


Рис.5.6. Величины, измеряемые зондами ЯМК при определении пористости

Тип пластовой жидкости можно определить по распределению T_2 , основанном на данных ЯМК.

Ввиду того, что жидкость, заключенная в небольшие поры вблизи поверхности частиц породы, характеризуется коротким временем релаксации T_2 , в то время как свободная жидкость в больших порах имеет большое время

релаксации T_2 , анализ распределения времени T_2 может выделить жидкость в породе (рис. 5.7). Добавление записанных амплитуд эхо-сигналов различных жидкостей позволяет нам оценить значение общей пористости с помощью ЯМК, которое обычно соответствует значению пористости каротажа гамма-гамма-плотности (ГГК-П) в водонасыщенном песчанике. В интервале газонасыщенности ЯМК-пористость и НК зависят от общего содержания водорода и поэтому ниже. Следовательно, существует разница между кривой каротажа плотности породы и ЯМК, что является признаком газового интервала.

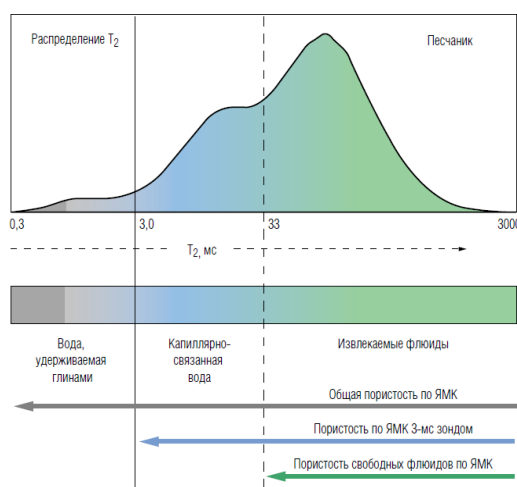


Рис. 5.7. Распределение времен T_2 при ЯМК

Ядерно-магнитный каротаж в скважине

Исследования ЯМК скважин позволяют получить ряд данных о пористости пласта. Они могут дать оценку количества флюида в пласте и поровой структуры, которую невозможно получить при обычном каротаже. В некоторых случаях можно даже определить тип флюида-нефть, газ или вода.

Исследование ЯМК является динамическим процессом. Изменение времени задержки (времени отклика) влияет на общую поляризацию, а изменение расстояния между эхосигналами влияет на чувствительность жидкости к эффектам диффузии. Время поперечной релаксации T_2 зависит от структуры поверхности зерна, релаксации самой поверхности и способности молекул воды взаимодействовать с поверхностью в броуновском движении.

Самое раннее устройство ЯМК не могло регистрировать быструю составляющую распределения времени релаксации. Наиболее короткое время T_2 ограничено 3-5 мс, что позволяет обнаружить капиллярную воду и свободную жидкость, связанные с эффективной пористостью. Тем не менее, вода в глине намного больше связана, и скорость ее релаксации намного выше, чем те, которые измерены с этими зондами. Скорость релаксации современных зондов усилена измерением в десять раз. Теперь, измеряя время T_2 , диапазон составляет 0,1-0,5 мс.

Зонды, используемые в ЯМК

В промышленности используются два типа каротажных зондов. Они отличаются способом генерации поляризованного поля: прибор ЯМР MRIL сочетает стержневой магнит с продольной приемной катушкой для генерации сигнала достаточной интенсивности для формирования зоны исследования длиной 60 см, концентричной с осью скважины и выходящей примерно на 5 см за пределы стенки породы.

Совместимый зонд ЯМК (CMR) использует направленную антенну, заключенную между двумя магнитами в форме стержня, чтобы сфокусировать измерения ЯМК в пределах 15 см области внутри породы, то есть объема исследуемой породы с другими основными типами каротажа. Чтобы улучшить качество интерпретации и лучше оценить свойства пласта, в дополнение к ЯМК могут использоваться следующие сведения: плотность и фотоэлектрический коэффициент при каротаже плотности породы, диэлектрические свойства по EPT, по MicroSFL – микро сопротивление и по НК-НТ – пористость по, исполненному АРТ прибором. Помимо того, зонды CMR имеют высокое вертикальное разрешение и могут обнаруживать изменения пористости в тонких прослойках (таких как глинистые сланцы и песчаники).

Общая пористость

ЯМК может предоставить более подробную информацию о жидкостях в пласте, например, о микропористости, связанной с алевроитами и глинами, и межзерновых пустотах, встречающихся в некоторых типах карбонатов. Значение общей пористости определяется методом ЯМК на основе времени поперечной релаксации T_2 , которое зависит от содержания водорода в пласте. Поэтому в газонасыщенных областях пористость недооценивается, так как содержание водорода в газе ниже, чем содержание водорода в воде или нефти; кроме того, газ характеризуется неполной поляризацией. Разница между значениями общей пористости, полученными методом ЯМК и плотностного каротажа, является показателем наличия газа.

Благодаря улучшенной способности измерять короткие времена релаксации, ЯМК очень чувствителен к сланцу (разница между песчаником и сланцем) (рис. 5.8). Плотность матрицы песчаника составляет $2,65 \text{ г/см}^3$, а пористость рассчитывается по каротажу плотности, предполагая, что матрица состоит из песчаника, в соответствии с пористостью по плотностному каротажу.

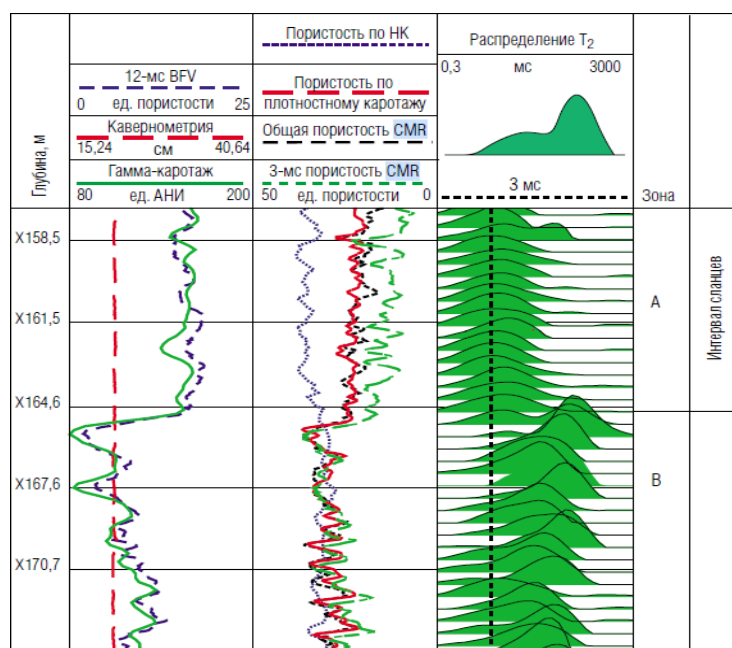


Рис. 5.8. Кривая общей пористости по данным комплексного прибора

Используя данные CMR-200, общая пористость (TCMR) рассчитывается с помощью распределения T2 в колонке 3, кривой эффективной пористости 3 мс обычного CMR (CMRP) в колонке 2 и кривой пористости 12 мс (BFV) в колонке 1.

Кривые пористости, показанные в колонке 2, все соответствуют региону В, что указывает на наличие достаточно чистого водонасыщенного песчаника. Эта область без сланцев вносит относительно небольшой вклад в распределение времени релаксации ниже 3 мс, что является пределом чувствительности датчика импульсного эхо в исходной модели CMR. Однако в области А со сланцем картина меняется. В столбце 3 четко видно, что большая часть распределения времени T2, характеризующего пористость, сместилась в сторону более коротких значений. В сланцевой зоне кривые общей пористости, записанные зондом CMR-200 в колонке 2, отражают очень короткое время релаксации, а данные по плотности полностью соответствуют заявленной пористости. Карта пористости T2, записанная зондом CMR-200 в колонке 2, показывает, что от 0,3 мс до 3 мс распределения T2. Значения пористости в сланцевой зоне низкие, поскольку они не отражают короткую.

Выявление газа в глинистых песчаниках

Пример скважины (рис. 5.9) иллюстрирует возможность обнаружения газа в глинистых песчаниках с помощью кривых общей пористости CMR. Это связано с тем, что сланец имеет сильные поглотители тепловых нейтронов, пористость может быть завышена, и ненадежно или невозможно определить содержание газа по различиям в пористости с помощью методов НК и плотностного каротажа.

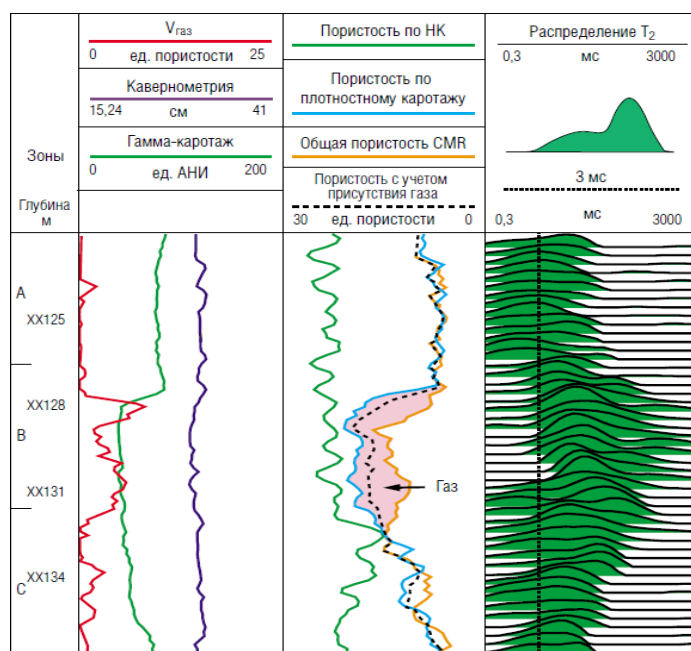


Рис. 5.9. Выявление газоносных интервалов с использованием общей пористости CMR и пористости по плотностному каротажу

В нижней части разреза, в песчанике (зона С), пористость TCMR совпадает с пористостью плотностного каротажа. Однако в зоне В верхнем глинистом песчанике значения пористости CMR уменьшаются и меньше значений пористости каротажа плотности. Разница между пористостью ЯМК и каротажа плотности указывает на присутствие газа. Из-за низкого содержания водорода в газе и длительного времени поляризации газа амплитуда сигнала ЯМК уменьшается в интервале, где присутствует газ. Поскольку газ влияет на пористость CMR и плотность каротажа, площадь разницы между CMR и плотностью каротажа является достоверным показателем наличия газа в глинистых песчаниках.

Во втором столбце показана кривая пористости, определяемая наличием газа $\Phi_{\text{gas-corr}}$. Первый столбец показывает объем газа $V_{\text{газ}}$. Эти параметры получены путем сравнения петрофизических показателей с данными CMR пористости и плотностному каротажу. На основании нового значения $\Phi_{\text{gas-corr}}$, рассчитанного с помощью TCMR и плотностного каротажа (столбец 2), пористость в газонасыщенной области может быть оценена более точно. Кривые

CMR и $\rho_{\text{gas-corr}}$ в области А общей пористости в сланцевом интервале снова согласуются с пористостью по плотностному каротажу.

Каротаж связанных флюидов

Каротаж связанной жидкости представляет собой специальную область применения каротажа ЯМК, основываясь на возможностях данного метода каротажа, он может отличать долю порового пространства, занимаемого связанной жидкостью (пористость связанной жидкости), от доли, занимаемой свободной или текучей жидкостью. Весь цикл исследований ЯМК занимает много времени, чтобы дождаться поляризации всех составляющих элементов в породе, и требуется много времени, чтобы записать время релаксации. Однако время релаксации связующей жидкости T_2 обычно составляет менее 33 мс в песчанике и менее 100 мс в карбонатной породе. В высокоскоростном ЯМК более короткое время ожидания поляризации жидкости можно использовать для обнаружения связанной жидкости, что приводит к снижению точности измерения в течение длительного времени T_2 . Кроме того, путем установки коротких интервалов между импульсами, время измерения может быть уменьшено. Из-за высокой скорости зонда не будет существенных изменений в измеряемом объеме. Из-за коротких временных характеристик релаксации объединенной жидкости исследования, проведенные в этом режиме, могут получить данные при скорости движения зонда свыше 1 км / ч. Данные BFV можно использовать совместно с данными других скоростных исследований для расчета двух важных характеристик, определяемых по ЯМК — проницаемости и остаточной водонасыщенности Sw_{irr} . Как правило, плотностной каротаж используется в глиняном песчанике, в то время как в газонасыщенном песчанике, карбонатной породе и коллекторах со сложной литологией кривая пористости отличается от плотностного и нейтронного каротажа. Определение пористости с помощью зонда АРТ позволяет получить высокоточные результаты, поскольку метод не чувствителен к поглотителям тепловых нейтронов, уникальным для сланцев.

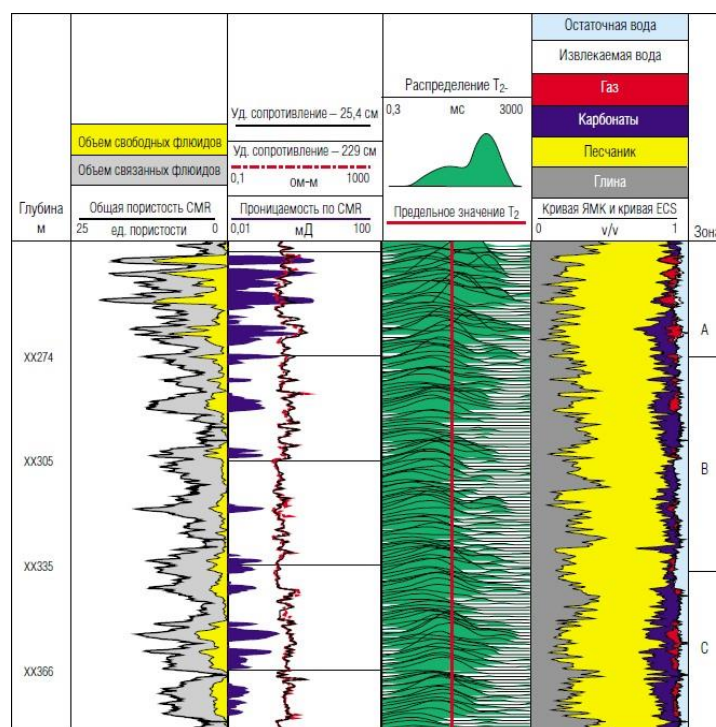


Рис. 5.10. Комплексирование данных CMR с данными геохимического каротажа зондом ECS

Аппаратура ЯМК

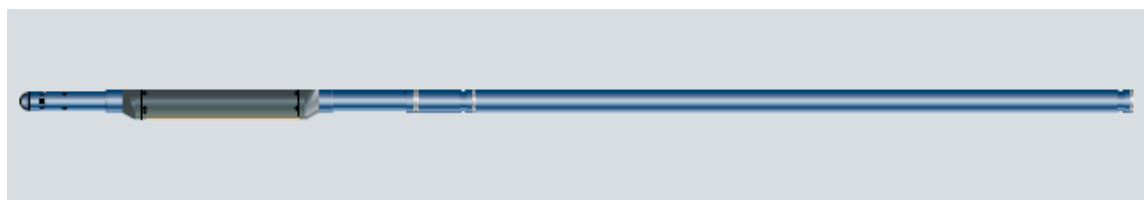


Рис. 5.11. Внешний вид прибора CMR-Plus

Комбинируемый прибор ЯМК в сильном поле CMR-Plus (рис. 5.11)

[12]

позволяет проводить измерения времен продольной и поперечной релаксации магнитных моментов протонов водорода, входящего в состав молекул пластовых флюидов, заполняющих пустотное пространство пород. Одно из основных назначений прибора CMR-Plus — оценка общей пористости пород. Регистрируемый сигнал является характеристикой пластовых флюидов, на

которую не оказывают влияния твердые вещества, поэтому результаты замеров не зависят от свойств скелета породы, а, следовательно, и литологии пород. Спектр времени поперечной релаксации, характеризующий общую пористость можно разделить на составляющие распределения пор различных размерностей, выполнить оценку эффективной пористости. Проницаемость пород рассчитывается по отношению свободного и связанного флюидов, а также в зависимости от распределения пор по размерам. Кроме того, данные ЯМК помогают идентифицировать тип насыщающих поры флюидов, так как измеряемые параметры прямо пропорциональны водородному индексу, имеющему различные величины для разных типов флюидов. Данные ЯМК можно использовать для определения газо- и нефтенасыщенности коллекторов в зоне исследований, оценки вязкости нефти.

Применение:

- Оценка пористости независимо от литологии и свойств матрицы пород;
- Изучение распределения пор по размеру;
- Определение объемов связанного и свободного флюида (оценка эффективной пористости коллекторов);
- Выявление маломощных и проницаемых пластов;
- Определение наличия УВ в малоконтрастных низкоомных продуктивных пластах;
- Определение объема УВ в поровом пространстве коллекторов в зоне исследований;
- Высокоточная оценка коэффициента остаточной водонасыщенности для корректного моделирования разработки;
- Сопоставление с данными нейтронного, плотностного каротажей и данными модульного динамического испытателя пластов MDT для определения пористости, минералогического состава и типа флюида;
- Получение важной информации для выбора глубины спуска труб, определения потребности в отборе керна и испытаниях, оптимизации схем заканчивания и программ гидравлического разрыва пласта (ГРП);

- Возможность применения комплексных решений на основе CMR-Plus и услуги по оптимизации скважин PowerSTIM, объединяющих петрофизические данные и информацию о пласте в ходе подготовки схем заканчивания, выполнения работ и оценки параметров пласта;
 - В высокоминерализованных буровых растворах, в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, в скважинах большого (без ограничений) и малого (до 5 $\frac{7}{8}$ дюймов (14,92 см)) диаметра;
 - Повышение эффективности испытаний пластов при помощи испытателя MDT Характеристики измерений и механические характеристики прибором CMR-Plus
- представлены в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 Характеристики измерений прибором CMR-Plus

Регистрируемые данные	Распределение времени поперечной релаксации (T_2), абсолютная пористость, объем свободных и связанных флюидов, проницаемость, определяемая с помощью уравнений Schlumberger-Doll Research (SDR) и Тимура-Коутса, пористость для капиллярно-связанного флюида, пористость для флюида, связанного в мелких порах, кривые и флажки контроля качества. Данные интервального ЯМР-каротажа флюидов (MRF): насыщенность; объемы нефти, газа и воды; вязкость нефти; распределение T_2 для воды и нефти; проницаемость с поправкой за УВ; среднелогарифмическое распределение T_2 для нефти и воды
Скорость каротажа	Режим связанного флюида: 1097 м/ч; Постоянная времени излучения в условиях процесса поляризации (T_1): 731 м/ч; В условиях большой T_1 : 244 м/ч
Диапазон измерения	Пористость: 0–100%; Минимальное расстояние между отраженными сигналами: 200 мкс; Распределение T_2 : 0,3 мс – 3,0 с; Номинальное отношение «сигнал-помеха» для необработанного сигнала: 32 дБ
Вертикальное разрешение	Статическое: Апертура измерения 15,24 см; Динамическое (режим высокого разрешения): 22,86 см, с трехуровневым осреднением; Динамическое (стандартный режим): 45,72 см, с трехуровневым осреднением; Динамическое (высокоскоростной режим): 76,20 см, с трехуровневым осреднением
Погрешность	Стандартное отклонение абсолютной пористости по данным прибора CMR: $\pm 1,0\%$ при 24°C, с трехуровневым осреднением; Стандартное отклонение пористости для свободного флюида по данным прибора CMR: $\pm 0,5\%$ при 24°C, с трехуровневым осреднением
Радиус исследования	Минимум (на диаграмме) (2,5% точек): 1,27 см; Средний (50% точек): 2,84 см; Максимальный (95% точек): 3,81 см
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместим с большинством приборов
Специальные области применения	Интервальный каротаж MRF

Таблица 5.2 Механические характеристики прибором CMR-Plus

Номинальная температура	177°C
Номинальное давление	138 МПа; Модификация для высокого давления: 172 МПа
Диаметр ствола — мин.	Без встроенной пружины: 14,92 см; Со встроенной пружиной: 20,00
Диаметр ствола — макс.	Предел не установлен при условии децентрации
Наружный диаметр	Без пружины: 13,46 см; С пружиной: 16,76 см
Длина	4,75 м
Масса	Без пружины: 170 кг; С пружиной: 187 кг
Прочность на растяжение	222410 Н
Прочность на сжатие	222410 Н

Заключение ЯМК

Технология ЯМК может быть использована для определения изменений флюидов в нефтяных пластах, что позволяет лучше понять сложности добычи нефти и газа. Понимание характеристик пласта позволяет обдуманно выбирать методы добычи для повышения эффективности и добычи нефти и газа.

Усовершенствования прибора ЯМК позволили значительно расширить диапазон регистрируемых времен релаксации. Теперь оборудование можно использовать для определения ограниченных и свободных флюидов в пласте, определения проницаемости и проведения быстрого каротажа для обнаружения ограниченных флюидов. Метод был использован для изучения сложных пластов в глинистых песчаниках; зонды CMR и MRIL используются в промышленности по всему миру и являются частью их повседневной работы.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Урманское месторождение по географическому положению находится в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности в пределах Васюганской равнины. Проектируемые геофизические исследования будут проводиться специалистами ООО «Газпромнефть – Восток»

Забой проектной скважины – 2900 м, работы будут выполняться по одной скважине.

Проведение полевых работ будет производиться вахтовым методом. На территории месторождения расположен геофизический посёлок, в котором расположены жилые вагончики, геофизические приборы, автопарк, баня. Доставка материала в КИП осуществляется по средством Интернета.

Ближайший населенный пункт - поселок Пудино, расположенный в 70 км к востоку от месторождения. В 10 км восточнее поселка Пудино расположен город Кедровый, рядом с которым имеется аэропорт.

6.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Комплекс проектируемых работ напрямую зависит от поставленной геологической задачи. Для определения денежных затрат, связанных с выполнением геологического задания, необходимо определить, прежде всего, время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

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 объемы проектируемых работ по данному проекту (таблица 6.1) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований.

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

Для обслуживания одной скважины был составлен необходимый комплекс оборудования, аппаратуры и программного обеспечения (ПО) (Таблица 6.1).

Таблица 6.1. Виды и объемы проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервал записи	
			Кровля	Подошва
1	Резистометрия, БК, ИК, КС, ПС, СГК, НКТ, , АК, Инклинометрия, Кавернометрия	1:500	10	2900
2	Контрольно-интерпретационные работы			2900

6.2 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчеты затрат времени, труда, материалов и оборудования производим для каждого проектируемого вида работ. Эти расчеты оформлены в виде таблиц.

Расчет затрат времени

Расчет затрат времени будем считать для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчеты затрат времени приведены в таблице 6.2).

Таблица 6.2. Расчет затрат времени

Виды работ	Объем		Норма времени по ПОСН 81- 2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм.	Кол-во			
Резистометрия	м	2890	3	мин/100м	86,7
Вспомогательные работы при резистометрии	Опер	1	39	мин/опер	39
Инклинометрия тчк через 25м	тчк	104	1,4	мин/100м	1,46
Вспомогательные работы при инклинометрии	Опер	1	17	мин/опер	17
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2890	3	мин/100м	86,7
Вспомогательные работы при ПС	Опер	1	39	мин/опер	39
Радиоактивный каротаж ГКС и НКТ	м	5780	30	мин/100м	1734
Вспомогательные работы при РК	Опер	2	39	мин/опер	78
Радиоактивный каротаж ГГКП	м	2890	50	мин/100м	1445
Вспом. работы при ГГКП	Опер	1	57,5	мин/опер	57,5
Боковой каротаж (БК)	м	2890	3,3	мин/100м	95,37
Вспомогательные работы при БК	Опер	1	39	мин/опер	39
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2890	3	мин/100м	86,7
Вспомогательные работы при БКЗ	Опер	1	39	мин/опер	39
Индукционный каротаж (ИК)	м	2890	4,1	мин/100м	118,49
Вспомогательные работы при ИК	Опер	1	39	мин/опер	39
Акустический каротаж (АК)	м	2890	7,2	мин/100м	208,08
Вспомогательные работы при АК	Опер	1	54	мин/опер	54
Кавернометрия (профилеметрия)	м	2890	3,7	мин/100м	106,93
Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	49	мин/опер	49
ПЗР	Опер	1	112	мин/опер	112
Тех дежурство	Парт/ч	12	60	чел час/парт-ч	720
Проезд	км	600	1,9	чел.час/ км	1140
Сумма на запись диаграмм, мин:					3524,3
Всего, мин:					4213,66

Расчет затрат труда

Расчет затрат труда считаем для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчеты затрат труда приведены в таблице 6.3).

Таблица 6.3. Расчет затрат труда

Виды работ	Объем		Рабочии			ИТР		
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час.
Резистометрия	м	2890	0,36	чел-час/100м	10,4	0,24	чел-час/100м	6,936
Вспомогательные работы при резистометрии	опер	1	1,8	чел/час	0,018	1,2	чел-час/100м	0,012
Инклинометрия тчк через 25м	тчк	117	0,084	чел-час/100м	0,098	0,056	чел-час/100м	0,065
Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1,02	чел/час	0,01	0,68	чел-час/100м	0,006
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2890	0,18	чел-час/100м	5,202	0,12	чел-час/100м	3,468
Вспомогательные работы при ПС	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
Радиоактивный каротаж ГКС и НКТ	м	5780	0,57	чел-час/100м	32,9	0,38	чел-час/100м	21,96
Вспомогательные работы при РК	Опер	2	3,45	чел/час	0,07	2,30	чел/час	0,04
Радиоактивный каротаж ГГКП	м	2890	3	чел-час/100м	86,7	2	чел-час/100м	78,89
Вспом. работы при ГГКП	Опер	1	3,45	чел/час	0,03	2,3	чел/час	0,02
Боковой каротаж (БК)	м	2890	0,2	чел-час/100м	5,78	0,13	чел-час/100м	3,757
Вспомогательные работы при БК	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2890	0,18	чел-час/100м	5,2	0,12	чел-час/100м	3,47
Вспомогательные работы при БКЗ	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
Индукционный каротаж (ИК)	м	2890	0,25	чел/час на 100м	7,2	0,16	чел/час на 100м	4,62
Вспомогательные работы при ИК	Опер	1	2,34	чел-час/100м	0,02	1,56	чел/час	0,015
Акустический каротаж (АК)	м	2890	0,65	чел/час	18,78	0,43	чел/час на 100м	12,4

Вспомогательные работы при АК	Опер	1	3,24	чел- час/10 0м	0,03	2,16	чел/час	0,02
Кавернометрия (профилеметрия)	м	2890	0,22	чел/час	6,358	0,15	чел/час на 100м	4,33
Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	2,94	чел- час/100м	0,029	1,96	чел/час	0,02
ПЗР	Опер	1	6,72	мин/опер	6,72	4,48	мин/опер	4,48
Тех дежурство	Парт/ч	12	3,6	чел час/парт ч	43,2	2,4	чел час/партч	28,8
Проезд	км	600	0,114	чел/час на км	68,4	0,076	чел/час на км	45,6
Запись диаграмм, чел/час:					228,488			256,382
Всего, чел/час:					297,205			302,204

Таким образом, общие затраты труда (рабочие + ИТР) составляют 559,409 чел./час, из них затраты труда на запись диаграмм составляют 484,87 чел./час. Общие затраты времени 4213,66 минут или 70,22 часа.

Расчет затрат материалов и оборудования

Расчет затрат материалов и оборудования производим для промыслово-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин.

Таблица 6.4 Оборудование, используемое комплексной партией по обслуживанию бурящихся скважин

Каротажный самоходный подъемник ПКС-3,5М на базе Урал –4320	1
Каротажная станция семейства КЕДР-02	1
Ноутбук	1
Жёсткий диск (карта памяти или CD-диск)	1
Спутниковый телефон	1
Аппаратура:	
Электрический каротаж (ПС, БКЗ, БК,МКЗ, ИК, Резистивиметрия)	Модуль МАГИС-2 1
ВИКИЗ	ВИКИЗ 1
Инклинометрия	Модуль МАГИС-2 1
Радиоактивный каротаж ГГК-п, НКТ,СГК	Модуль МАГИС-2 1

Кавернометрия	Кедр-80 СКПД	1
Акустический каротаж АК	Модуль МАГИС-2	1
Контрольно-интерпретационные работы (ПО):		
Techlog		1

6.3. Расчет производительности труда, количества партий

Проектное время бурения одной скважины - 70 суток.

Исходя из этого, затраты времени для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине, будут равны 33600 мин (560 ч).

Расчет производительности труда комплексной геофизической партии, продолжительности выполнения работ осуществляется по формуле:

$$N = \frac{Q}{P_{\text{мес}} \times T}, (7.1)$$

где Q – объем работ;

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

T – время выполнения.

Расчет производительности труда за месяц находится в прямой зависимости от рассчитанных затрат времени. Для расчета используется формула:

$$P_{\text{мес}} = P_{\text{с}} \times C, (7.2)$$

где $P_{\text{с}}$ – производительность труда за сутки;

C – количество суток в месяце.

Для выполнения планируемого объема работ ГИС промыслово-геофизической партии на одной скважине требуется 560 часов. Норма рабочего времени комплексной геофизической партии составляет 8 час/сутки. Тогда $P_{\text{мес}} = 240$ ч, $T = 560/8 = 56$ дней = 2,3 месяца, а $N=1$.

Учитывая, что работы будут проводиться вахтовым методом, а продолжительность вахты один месяц, то для проведения комплексных геофизических работ на одной скважине потребуются две партии.

6.4. Планирование, организация и менеджмент при производстве геологических работ

Планирование на геологоразведочном предприятии - это процесс, в результате которого цели предприятия увязываются со способами их достижения и конкретными действиями во времени и пространстве. В результате планирования появляется система планов.

Система планов ГРП и организаций дифференцируются по ряду признаков:

1. По длительности принимаемого периода планирования:
 - долгосрочные генеральные планы (10 и более лет);
 - среднесрочное перспективное планирование (до 5 лет);
 - краткосрочное или годовое (1 год);
 - оперативное.
2. В соответствии с конечной формой выпускаемого продукта, работ или услуг.
3. В соответствии с основаниями для постановки работ.

Ответственные за планирование на предприятии определяют содержание и последовательность процесса формирования системы планов. Использование для этих целей схем, воспроизводящих процесс планирования, является весьма полезным. В соответствии со схемами планирования определённые операции по планированию осуществляются регулярно, примерно в один и тот же период года, что обеспечивает непрерывность этого процесса.

Организация - это этап создания реальных условий для достижения запланированных целей.

Начало геологоразведочных работ обусловлено календарным планом и поступлением первого аванса. Величина первого аванса зависит от работ, планируемых к выполнению в первом квартале календарного и поэтапного планов.

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

Поэтапный план

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

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

Таким образом, поэтапный план представляет собой таблицу, где указаны: временные периоды, виды и объемы работ, выполняемые в эти периоды; ожидаемые результаты по каждому периоду и виду работ (таблица 6.5).

Таблица 6.5 Поэтапный план работ

Дата		№ скв.	Виды работ	Результаты работ
Начало	конец			
1	2	3	4	5
01. 01. 22.	10. 01. 22.	1	Завоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Готовность проведения организации полевых работ
10. 01. 22.	28. 02. 22		Организация полевых работ	Готовность проведения геофизических работ
28. 02. 22.	28. 03. 22.		Полевые работы	Получение геофизических данных по скважине
28. 03. 22.	12. 04. 22.		Контроль качества и интерпретация получаемых материалов	Получение геологических данных и свойств коллекторов по скважине
17. 05. 22.	18. 05. 22.		Ликвидация полевых работ	Готовность к вывозу оборудования
18. 04. 22.	23. 04. 22.		Выдача заключения по скважине	Выдача данных по скважине заказчику
23. 04. 22.	30.04.22		Вывоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Полное завершение работ на данной скважине

Перечисленные виды работ будут производиться одновременно на десяти скважинах.

6.5. Расчет сметной стоимости проекта

Для выполнения работ по проекту необходимы денежные средства, которые обеспечивает заказчик. Авансовое финансирование геологоразведочных работ является их отличительной чертой. Смету рассчитывают сами будущие исполнители проектируемых работ. Оптимальные сметные затраты определяются узаконенными инструкциями, справочниками и другими материалами, имеющими для выполнения работ по проекту необходимы денежные силу закона. От полноты включенных затрат зависит в будущем экономика предприятия.

Сметные расчеты по видам работ

Таблица 6.6. Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии

№	Вид работ	Объем		Стоимость каротажа	Ед. изм	Стоимость объема работ, руб	Повыш. коэфф.		Итого, руб
		Ед. изм	Кол-во				Коэф. удо р	Коэф. норм. усл.	
1	Резистометрия	м	2890	22,6	руб/100м	240,87	3,4	1,3	1064,6
2	Вспомогательные работы при резистометрии	опер	1	240,87	руб/о пер	240,87	3,4	1,3	1064,6
3	Инклинометрия тчк через 25м	м	104	22,6	руб/100м	565	3,4	1,3	2497,3
4	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	240,87	руб/о пер	240,87	3,4	1,3	1064,6
5	Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2890	22,91	руб/100м	572,75	3,4	1,3	2531,6
6	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	247,19	руб/о пер	247,19	3,4	1,3	1092,6
7	Радиоактивный каротаж ГКС и НКТ	тчк	5780	5,24	р/тчк	1310	3,4	1,3	5790,2

8	Вспомогательные работы при РК	Опер	2	64,17	руб/о пер	64,17	3,4	1,3	283,63
9	Радиоактивный каротаж ГГКП	м	2890	22,6	руб/100м	429,4	3,4	1,3	1897,9
10	Вспом. работы при ГГКП	Опер	1	240,87	руб/о пер	240,87	3,4	1,3	1064,6
11	Боковой каротаж (БК)	м	2890	22,6	руб/100м	429,4	3,4	1,3	1897,9
12	Вспомогательные работы при БК	Опер	1	240,87	руб/о пер	240,87	3,4	1,3	1064,6
13	Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2890	170,97	руб/100м	6496,8	3,4	1,3	28716, 1
14	Вспомогательные работы при БКЗ	Опер	1	113,99	руб/100м	2165,8	3,4	1,3	9572,8 8
16	Индукционный каротаж (ИК)	м	2890	290,06	руб/100м	5511,14	3,4	1,3	24359, 2
17	Вспомогательные работы при ИК	Опер	1	275,24	руб/о пер	275,24	3,4	1,3	1216,5 6
18	Акустический каротаж (АК)	м	2890	22,6	руб/100м	429,4	3,4	1,3	1897,9 4
19	Вспомогательные работы при АК	Опер	1	240,87	руб/о пер	240,87	3,4	1,3	1064,6 4
20	Кавернометрия (профилеметрия)	м	2890	22,6	руб/100м	429,4	3,4	1,3	1897,9 4
21	Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	240,87	руб/о пер	240,87	3,4	1,3	1064,6 4
22	ПЗР	Опер	1	7,34	руб/100м	1343,22	3,4	1,3	7992,1 5
23	Проезд	км	80	15,49	р/км	1239,2	1,5 1	1,15	2151,8 7
24	Тех дежурство	Парт-ч	6	257,7	р/парт-ч	1546,2	2,2 8	1,15	4054,1 3
24	Итого:					102339,3			

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 102339,3 рублей.

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ 1)

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ1) рассчитывается в соответствии с инструкцией по составлению проектов и смет (таблица 6.7).

Затраты, связанные с производством, называются основными расходами.

К основным расходам относятся: текущий заработок и затраты, учитывающие конституционные социальные гарантии; затраты, связанные с оплачиваемым ежегодным отпуском; единый социальный налог. Кроме того, к основным расходам относятся: материальные затраты, электроэнергия, лесоматериалы; амортизация используемого оборудования; износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов; услуги и транспорт, используемые в процессе работы.

Таблица 6.7. Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ (форма СМ-1)

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объём		Сумма основных расходов	Итого стоимость на объём
		Ед. изм.	Количес тво		
I.	Основные расходы				
	А. Собственно ГРР:				
	Проектно-сметные работы	%	100		25015
	Полевые работы	п.км			222681
	Итого: полевые работы				169697
	Организация п.р.	%	1,4 от п.р		3585
	Ликвидация	%	1,3 от п.р		3401,09
	Камеральные работы	%	70 от п.р		120234
	Итого: основные расходы (о.р)				318971,7
	Б. Сопутствующие работы и затраты:				
	Транспортировка груза и персонала	%	30 от о.р		95691,51
	Строительство зданий и сооружений	%	20 от п.р		63794,34
	Итого: (себестоимость г. проекта)				478456,8
II.	Накладные расходы	%	30 от о.р		90603,5

	Итого: $\sum$ ОР + НР				514678,2
III.	Плановые накопления	%	25	от ор+нр	170665,7
IV.	Комплексные затраты:				
	Производственные командировки	%	0,5 от о.р		149460,3
	Полевые довольствия	%	3 от о.р		9669,15
	Доплаты и компенсации	%	8 от о.р		22917,84
	Охрана природы	%	5 от о.р		14548
	Итого: комплексные затраты				217631
V.	Подрядные работы	%	1,2 от о.р		3827,6
VI.	Резерв	%	10 от о.р		39997,8
	Итого сметная стоимость				1184757
	НДС	%	20		236940
	Итого с учётом НДС				1421697

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину составила – 1421697 рублей.

1.Социальная ответственность

Цель данного раздела проекта заключается в осуществлении ряда мер, направленных на сохранение природной среды в процессе геологоразведочных работ. Такие меры должны снизить или полностью исключить возможные вредные последствия для окружающей среды.

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

В процессе проектирования комплекса геофизических исследований скважин на Урманском месторождении работа велась в кабинете вахтового поселка, на компьютере. В данном разделе была произведена оценка условий труда на рабочем месте, проведен анализ вредных и опасных факторов труда, а также разработаны меры по защите от них.

7.1. Вредные факторы

Недостаточная освещенность

Для достижения требуемого уровня освещенности рекомендуется применять комбинированное освещение, использующее как естественный, так и искусственный источники света. На текущем этапе развития осветительной техники предпочтительно использовать люминесцентные лампы, которые характеризуются более высокой светоотдачей на ватт потребляемой мощности и создают более естественный спектр света, нежели лампы накаливания.

Для обеспечения комфортных условий работы на рабочем месте с непрерывной работой людей необходимо поддерживать уровень освещенности не менее 200 лк.

В расчётном задании должны быть решены следующие вопросы:

- выбор системы освещения;
- выбор источников света;
- выбор светильников и их размещение;
- выбор нормируемой освещённости;
- расчёт освещения методом светового потока.

В данном расчётном задании для всех помещений рассчитывается общее равномерное освещение.

Таблица 7.1 Параметры помещения.

Параметр	Обозначение	Значение, м
Длина	A	12
Ширина	B	10
Высота помещения	H	3,5

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен.

Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi_{\text{рас}} = E_{\text{н}} * S * K_{\text{з}} * Z / N * \eta \quad (1.5.1)$$

Где $E_{\text{н}}$ – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05- 95, лк; S – площадь освещаемого помещения, м^2 ; $K_{\text{з}}$ – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т. е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли (табл. 4.9); Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение $E_{\text{ср}}/E_{\text{min}}$. Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1; N – число ламп в помещении; η – коэффициент использования светового потока.

Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен ρ_c и потолка ρ_n .

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = S / h(A+B) \quad (1.5.2)$$

Проведем расчет индекса помещения:

Площадь помещения:

$$S = A * B = 12 * 10 = 120 \text{ м}^2$$

Индекс:

$$i = \frac{S}{h * (A + B)} = \frac{120}{2.35 * (12 + 10)} = 2.32$$

Согласно этим данным, коэффициент использования светового потока будет равен 56 % или в долях = 0,56.

Коэффициенты отражения оцениваются субъективно (табл. 4.10) [БЖД Практикум 2009-2020].

Согласно указанной методике, выбираем тип источника света.

Наиболее подходящим вариантом является 40 ваттная лампа ЛБ, у которой $\Phi=2800$ лм. Для выбранного типа лампы подходит светильник ОД-2-40 с размерами: длина = 1230 мм, ширина = 266 мм.

Из уравнения 1.5.1 находим количество ламп для помещения

$$N = E_H * S * K_3 * Z / \Phi * \eta = 200 * 120 * 1,3 * 1,1 / 2800 * 0,56 = 21,875;$$

Принимаем $N=24$ лампы или 12 светильников.

Размещаем светильники в 3 ряда по 4 светильника в ряду с соблюдением условий: L – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) помещения расстояния различны, то они обозначаются L_A и L_B),

L – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) помещения расстояния различны, то они обозначаются L_A и L_B),

l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.

Оптимальное расстояние l от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3$.

Сначала определим световой поток расчетный.

$$\Phi = E_H * S * K_3 * Z / \eta = 200 * 120 * 1,3 * 1,1 / 24 * 0,56 = 2554 \text{ лм};$$

Проведем проверку выполнения условия соответствия:

$$- 10\% \leq ((\Phi_{\text{расч}} - \Phi_{\text{станд}}) / \Phi_{\text{расч}}) * 100\% \leq + 20\%$$

Подставляя численные значения получаем:

$$- 10\% \leq (2800 - 2554) / 2554 * 100\% \leq + 20\%$$

$$- 10\% \leq +9,6\% \leq + 20\%$$

Результат расчета укладывается в допустимые пределы.

Определим мощность осветительной установки:

$$P = N * P_i = 24 * 40 \text{ Вт} = 960 \text{ Вт}.$$

Теперь определим расстояния между светильниками по длине и ширине помещения.

$$12000 = 3 * L_A + 4 * 1230 + 2/3 * L_A; L_A = (12000 - 4920) * 3/11 = 1930 \text{ мм};$$

$$L_A / 3 = 644 \text{ мм};$$

$$10000 = 2 * L_B + 3 * 266 + 2/3 * L_B; L_B = (10000 - 798) * 3/8 = 3450 \text{ мм};$$

$$L_B / 3 = 1150 \text{ мм}.$$

Рисуем схему размещения светильников на потолке для обеспечения общего равномерного освещения.

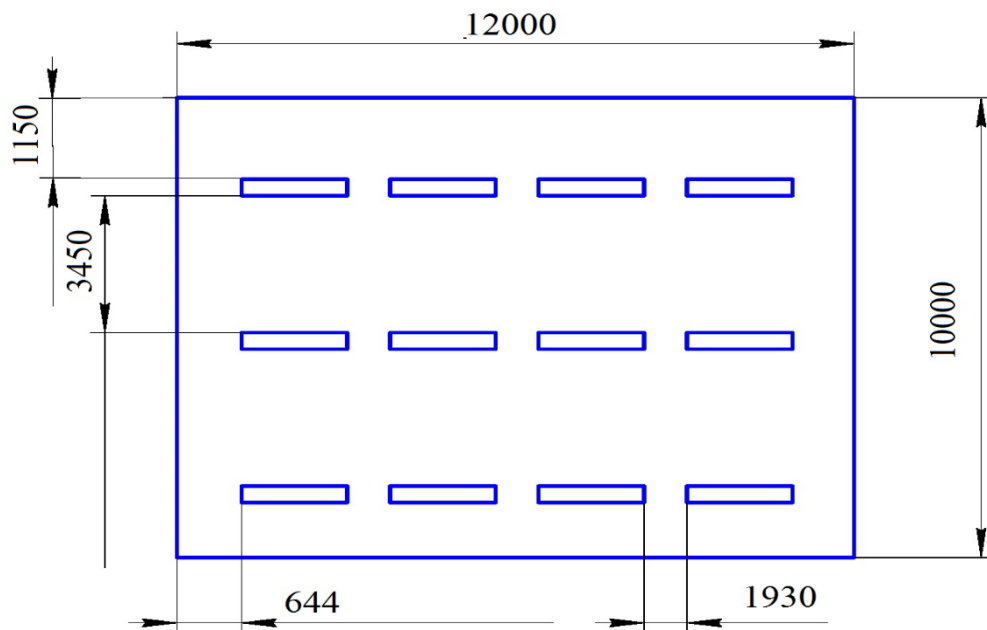


Рис. 7.1. План размещения светильников на потолке

Проведем проверку выполнения условия соответствия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} * 100\% \leq +20\%$$

Подставляя численные значения получаем:

$$-10\% \leq (2800 - 2554)/2554 * 100\% \leq +20$$

$$-10\% \leq 9,6\% \leq +20\%$$

Результат расчета укладывается в поле допуска.

Определим мощность осветительной установки:

$$P = N_l * P_l = 40 * 80 = 3200 \text{ Вт}$$

Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место.

Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха.

Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 7.1 и 7.2

Таблица 7.2 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.2

Таблица 7.3 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Общая площадь рабочего кабинета составляет 48 м^2 , объем составляет 168 м^3 . По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют $6,5\text{ м}^2$ и 20 м^3 объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После проведения измерений габаритных размеров, мы приступим к изучению микроклимата в данной комнате.

Рассмотрим в качестве характеристик микроклимата температуру, влажность воздуха и скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основным недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40 м^3 [1]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м^3 , из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°C , а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [2]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [3].

Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается вентиляционным и рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [4].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты (СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов, например любой пористый материал – шамотный кирпич, микропористая резина, поролон и др.);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

1. применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [1]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический

потенциал не должен превышать 500В [1]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа ASUS K501U со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.) [5].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

- а) до 10 мкВт./см², время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см², время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см², время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ:

1. защита временем;
2. защита расстоянием;
3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
4. заземление экрана вокруг источника;
5. защита рабочего места от излучения.

СИЗ:

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при

кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO_2).

Радиоактивность, ПДД, критические органы, СКЗ, СИЗ

Нормативы распространяются на рабочие места, независимо от их расположения (в производственных помещениях, в горных выработках, на открытых площадках, транспортных средствах и т.п.).

Нормативы используются при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования и вентиляции, для обеспечения производственного контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих вредных химических веществ.

Нормативы установлены на основании комплексных токсиколого-гигиенических и эпидемиологических исследований с учетом международного опыта.

В данном проекте используют следующие токсиканты, их класс опасности, ПДК:

аэрозоли (взвеси):

химические реагенты:

В процессе проведения работ одним из основных вредных факторов является испарение летучих продуктов при выполнении монтажно – сборочных работ (пайка, наладка и т.д.). Испаренные летучие продукты применяемых при пайке припоев и флюсов могут нанести вред здоровью человека. Согласно [6] по степени воздействия на организм человека вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности:

1-й - вещества чрезвычайно опасные;

- 2-й - вещества высокоопасные;

- 3-й - вещества умеренно опасные;
- 4-й - вещества малоопасные.

Свинцово – оловянные припой имеют максимальный первый класс опасности, и имеют ПДК (по свинцу) 0,05 мг/м, присутствуют в основном в виде аэрозолей.

Канифоль имеет 3 класс опасности и ПДК 4мг/м, способна вызвать аллергические реакции и присутствует в виде аэрозоля. Спирт этиловый имеет 4 класс опасности, ПДК 100 мг/м³ и присутствует в виде паров.

Свинец оказывает отрицательное воздействие на организм, вызывая такие проблемы, как анемия, гипертензия, почечная недостаточность, иммунный токсикоз и токсичность для репродуктивных органов. Пострадавшие от воздействия свинца могут иметь необратимые неврологические и поведенческие последствия. С другой стороны, спирт и канифоль, хотя могут вызвать аллергические реакции и обладают местно-раздражающим действием, менее вредны для организма, чем свинец.

СКЗ:

В основном все мероприятия направлены на удаление паров свинца и прочих продуктов пайки путем применения местной и общей принудительной вентиляции с последующей фильтрацией, рециркуляция не допускается.

Также применяется периодическая очистка поверхностей от осаждающихся на них продуктов пайки.

СИЗ:

Необходимо применять респираторы с абсорбционной приставкой.

7.2 Опасные факторы

Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ

Наличие в помещении большого количества электрической аппаратуры, использующей однофазный ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц, является потенциально опасным фактором. Однако, на основании отсутствия таких

факторов, как повышенная степень влажности, высокая температура, наличие токопроводящей пыли и возможность одновременного соприкосновения токоведущих элементов с металлическими корпусами оборудования, заземленных в случае короткого замыкания, данное помещение можно классифицировать как помещение без повышенной опасности возможных электрических поражений. [6].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током.

Безопасными номиналами являются: $I < 0,1 \text{ А}$; $U < (2-36) \text{ В}$; $R_{\text{зазем}} < 4 \text{ Ом}$.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

1. — защитное заземление, зануление;
2. — малое напряжение;
3. — электрическое разделение сетей;
4. — защитное отключение;
5. — изоляция токоведущих частей;
6. — оградительные устройства.

7. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

Средства индивидуальной защиты:

1. Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

**Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения;
Приведена схема эвакуации**

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 Кабинет относится к категории В—горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

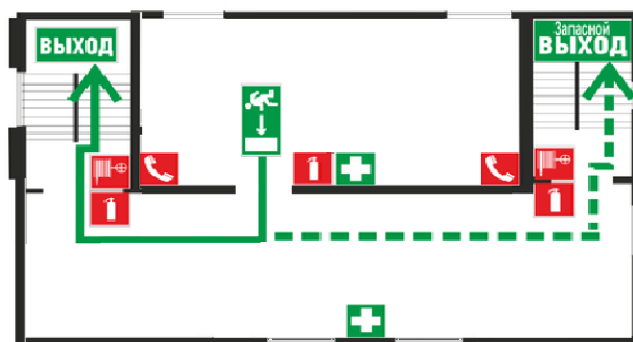
4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений предвзрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Кабинет полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 7.1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

ПЛАН ЭВАКУАЦИИ

УТВЕРЖАЮ
Генеральный директор
Иванов И.И.
10 января 2023 г.

Действия при пожаре	
Сохранять спокойствие!	
1	Сообщить по телефону: 01, 112 (сот);
2	Эвакуировать людей
3	По возможности принять меры по тушению пожара
Действия при аварии	
Сохранять спокойствие!	
1	Сообщить по телефону: 01, 112(сот)
2	Локализовать аварию
3	Эвакуировать людей



Условные обозначения:



ГОСТ Р 12.2.143-2009 200-25-1440-ЖЗ

Рис.7.2. – План эвакуации

7.3. Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть (поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации.

Таким образом утилизацию компьютера можно провести следующим образом:

- отделить металлические детали от неметаллов;
- разделить углеродистые металлы от цветмета;

- пластмассовые изделия (крупногабаритные) измельчить для уменьшения объема;

- кофир-порошок необходимо упаковать отдельно, так же, как и другие классифицированные и измельченные компоненты оргтехники, и отправить транспортом на склады предприятий и фирм, специализирующихся на переработке отдельных видов материалов.

Люминесцентные лампы должны быть утилизированы следующим образом: после их использования и снятия с осветительного прибора, неисправные лампы необходимо немедленно упаковать в коробку из картона, бумагу или тонкий мягкий картон, чтобы защитить их от механических повреждений и избежать соприкосновения друг с другом. По достижении объема 1 транспортной единицы их отправляют на специализированные предприятия для переработки. Нельзя выбрасывать использованные энергосберегающие лампы с обычным мусором, потому что это может привести к образованию ртутных отходов, загрязняющих окружающую среду.

7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под природной чрезвычайной ситуацией понимается событие, происходящее на определенном участке земли или в водной зоне, возникающее на фоне природных факторов и создающее угрозу для жизни и здоровья людей, а также окружающей среды. Это может привести к нанесению значительного ущерба материальным ресурсам и мешать нормальной жизнедеятельности населения.

Офис расположен в городе Красноярске с умеренно континентальным климатом, где отсутствуют природные явления, такие как засухи или ураганы. Тем не менее, существует риск возникновения непредвиденных событий, таких как сильные морозы или возможные диверсии. Зимой в Красноярском крае часто бывают критически низкие температуры, которые могут вызывать аварии в системах обеспечения тепла, воды, электроснабжения и сантехнических коммуникаций, а также приводить к остановке работы.

В этом случае при подготовке к зиме следует предусмотреть:

- а) газобаллонные калориферы (запасные обогреватели),
- б) дизель или бензоэлектрогенераторы;
- в) запасы питьевой и технической воды на складе (не менее 30 л на 1 человека);
- г) теплый транспорт для доставки работников на работу и с работы домой в случае отказа муниципального транспорта.

Необходимо обеспечить достаточное количество и мощность резервных систем для того, чтобы работа на производстве не прерывалась. Также следует учитывать вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера на территории вахтового поселка, где расположено здание.

Для предотвращения возможных диверсий необходимо на предприятии установить систему видеонаблюдения, круглосуточную охрану, пропускную систему и надежную систему связи. Кроме того, необходимо обезопасить информацию об объекте, включая расположение помещений, оборудования и систем безопасности, а также не разглашать информацию об эвакуационных мероприятиях. Руководящий персонал должен проводить тренировки для сотрудников не реже, чем раз в полгода, чтобы они знали, как вести себя в случае чрезвычайной ситуации и как быстро и эффективно эвакуировать здание.

Перечень НТД

1. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
2. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”
3. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
4. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
5. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
6. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
7. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
8. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
9. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
10. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
- ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности
11. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха
12. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.
13. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.
14. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры.

Заключение

В условиях современности и в результате неправильного подхода нефтегазодобывающая отрасль находится в истощенном состоянии. Для проблем добычи, связанных со сложным геологическим строением мы определили новые подходы в комплексировании геофизических методов.

Месторождения Западной Сибири с продуктивными горизонтами в доюрском комплексе имеют сложную геологию. Поэтому к их изучению подходили с разных сторон, интерпретировали ГИС, также построили стратиграфическую корреляцию скважин.

Для удобного и более подробного изучения месторождений в доюрском комплексе Западной Сибири выделили продуктивные горизонты М и М1, использовали уже имеющиеся скважины. Построили корреляционные схемы для скважин, произвели стратиграфическую разбивку и приурочили к ней продуктивные горизонты. Проинтерпретированную геологию по данным ГИС мы включили в корреляционные схемы.

При подходе к петрофизическому анализу данных геофизических исследований скважин в отложениях доюрского комплекса, рассчитали коэффициенты пористости и проницаемости, которые являются одними из главных фильтрационных емкостных свойств коллектора, это поможет в подсчете запасов углеводородов и возможности их извлечения из пластов продуктивного горизонта.

Применяемый на Урманском месторождении комплекс ГИС позволяет решать задачи расчленения разреза скважин, выделения пластов-коллекторов и определения характера их насыщения.

Список использованной литературы

1. Дополнение к технологической схеме разработки Урманского нефтегазоконденсатного месторождения», протокол ЗС ЦКР Роснедр по УВС от 25.01.2012 № 85-11
2. Оболкина Т.М. Отчет «Зональный геологический проект поиска и разведки залежей УВ в пределах Урманского и Арчинского лицензионных участков на территории Парабельского района Томской области», СанктПетербург, 2009 г.
3. «Пересчет начальных геологических запасов УВ и ТЭО КИН Урманского месторождения», Санкт-Петербург, 2009 г.
4. «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Урманского нефтяного месторождения», 2007г. (протокол ЦКР РФ №3979 от 12.04.2007 г.).
5. «Проект пробной эксплуатации юрских отложений Урманского месторождения», 2008г. (протокол ЦКР РФ №4552 от 01.04.2009г.).
6. «Технологическая схема разработки Урманского нефтяного месторождения», 2009г. (протокол ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО №52-09 от 22.12.2009г.).
7. Безопасность жизнедеятельности: Учебник. 13-е издание., испр./ Под ред. О.Н. Русака. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 672 с.:
8. СНиП II-12-77 «Защита от шума»
9. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы»
18. ГОСТ 12.0.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»
19. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества»
10. Шматов В. Ф. «Экономика, организация и планирование производства на предприятиях нефтяной и газовой промышленности» – М, Недра, 1990г.
11. Журнал «Каротажник», выпуск №276.

12. Геофизические исследования скважин: учебное пособие / В.В. Климов, А.В. Шостак; ФГБОУ ВПО «КубГТУ». – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2014. – 220 с.
13. Геофизические исследования скважин: учебно-методическое пособие для лабораторных работ по дисциплинам «Геофизические исследования скважин», «Интерпретация данных геофизических исследований скважин» для студентов специальностей 130201 «Геофизические методы поиска и разведки месторождений полезных ископаемых», 130202 «Геофизические методы исследования скважин» и 130304 «Геология нефти газа» / Авторы-составители Ф.А. Бурков, В.И. Исаев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 86 с.
14. Латышона М.Г., Мартынов В.ф., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации ГИС: Учеб. пособие для вузов. М.: ООО Бизнесцентр•, 2007.- 327 с.: ил. ISBN 978-5-8365-0299-7 данных •Недра

Расчет относительной амплитуды $\alpha_{\text{пс}}$

№ пл	Кровля, м	Подопла, м	h, м	h/ dc	Rп, Ом·м	Rп/ Pс	Uпс, мВ	$\nu_{\text{пс}}$	Uвм, мВ	Eпс, мВ	tпл, °C	Eпс ¹⁸ , мВ	$\alpha_{\text{пс}}$, о.е
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	2150	2160	10	45,45	16	5,71	39	1	38	39	69,15	33,17	0,85
2	2170	2179	9	40,91	16	5,71	120	1	113	120	69,74	101,89	0,85
3	2181	2190	9	40,91	19	6,79	50	1	116	50	70,07	42,41	0,85
4	2215	2228	13	59,09	29	10,36	38	1	84	38	71,15	32,13	0,85
5	2260	2290	30	136,36	24	8,57	41	1	87	41	72,75	34,51	0,84
6	2298	2310	12	54,55	31	11,07	40	1	150	40	73,62	33,58	0,84
7	2317	2320	3	13,64	20	7,14	39	1	144	39	74,06	32,7	0,84
8	2325	2329	4	18,18	19	6,79	42	1	38	42	74,31	35,19	0,84
9	2331	2341	10	45,45	19	6,79	26	1	35	26	74,58	21,77	0,84
10	2350	2378	28	127,27	18	6,43	24	1	112	24	75,42	20,05	0,84
11	2620	2650	30	136,36	20	7,14	80	1	119	80	83,55	65,3	0,82
12	2725	2751	26	118,18	15	5,36	100	1	103	100	86,64	80,91	0,81
13	2779	2803	24	109,09	16	5,71	100	1	75	100	88,23	80,56	0,81
14	2810	2830	20	90,91	17	6,07	102	1	101	102	89,1	81,97	0,8
15	2845	2861	16	72,73	50	17,86	103	1	98	103	90,09	82,55	0,8
16	2879	2910	31	140,91	50	17,86	150	1	80	150	91,34	119,81	0,8
17	2921	2955	34	154,55	30	10,71	151	1	102	151	92,64	120,18	0,8
18	2965	3004	39	177,27	40	14,29	160	1	112	160	94,04	126,85	0,79
19	3015	3045	30	136,36	20	7,14	159	1	121	159	95,4	125,59	0,79

