

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

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Геофизические исследования скважин для определения текущего насыщения эксплуатируемых пластов на Мамонтовском месторождении (Ханты-Мансийский АО).

УДК 550.832-047.47:553.98(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Фомин Александр Олегович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов И.И.	К.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Ростовцев В.В.	К.г.-м.н.		

2020г.

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

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

Институт природных ресурсов
 Специальность 21.05.03 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений
 полезных ископаемых»
 Специализация «Геофизические методы исследования скважин»
 Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта (дипломного проекта/дипломной работы)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2241	Фомин Александр Олегович

Тема работы:

Геофизические исследования скважин для определения текущего насыщения эксплуатируемых пластов на Мамонтовском месторождении (Ханты-Мансийский АО).	
Утверждена приказом директора ИПР (дата, номер)	№ 2322/С от 24.03.2016 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	3.06.2020г.
--	-------------

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	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. 4. Основные вопросы проектирования. 5. Методические вопросы. 6. Физические основы импульсного спектрометрического нейтронного гамма метода (С/О каротажа) и импульсного нейтрон-нейтронного метода и его применение на месторождениях углеводорода 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

	8. Социальная ответственность.
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>9. Обзорная схема района работ</p> <p>10. Структурная карта-схема по отражающему горизонту "Б" по данным сейсморазведочных работ 2000-2002 гг.</p> <p>11. Фрагмент тектонической схемы центральной части Западно-Сибирской плиты, 1998 г. (под редакцией В.И. Шпильмана).</p> <p>12. Участок карты изученности ИННК Мамонтовского месторождения Масштаб 1:25 000.</p> <p>13. Участок карты разработки Мамонтовского месторождения на пласт АС4 Масштаб 1:25 000.</p> <p>14. Участок карты разработки Мамонтовского месторождения на пласт АС5-6 Масштаб 1:25 000</p> <p>15. Определение технического состояния эксплуатационной колонны и заколонной циркуляции жидкости в интервале пластов АС4 и АС5-6 на Мамонтовском месторождении скважина 20079 куст 522</p> <p>16. Определение технического состояния эксплуатационной колонны и заколонной циркуляции жидкости в интервале пластов АС4 и АС5-6 на Мамонтовском месторождении скважина 20079 куст 522</p> <p>17. Определение текущего насыщения неперфорированных пластов методом ИННК на Мамонтовском месторождении скважина 20079 куст 522</p> <p>18. Априорная (натуральная) физико-геологическая модель С/О каротажа против неперфорированных пластов АС4 и АС5-6 на примере скважины 6171 куст 522 Мамонтовского месторождения</p> <p>19. Априорная (натуральная) физико-геологическая модель ИННК против неперфорированных пластов АС4 и АС5-6 на примере скважины 6171 куст 522 Мамонтовского месторождения.</p> <p>20. Общий вид прибора АИМС-СП</p> <p>21. Схематическая кривая гамма каротажа</p> <p>22. Электрическая схема локатора муфт</p> <p>23. Определение интервала перфорации обсадной колонны по кривой локатора муфт.</p> <p>24. Форма тест-сигнал</p> <p>25. Сигнал спектр 1</p> <p>26. Сигнал спектр 2</p> <p>27. Спектры гамма-излучения неупругого рассеяния (а) и радиационного захвата (б) различных сред</p> <p>28. Спектры гамма-излучения радиационного захвата, полученные в воде с различной минерализацией</p> <p>29. Пример энергетического спектра при неупругом рассеивании быстрых нейтронов (по оси X – энергия вторичного гамма-излучения, выделены области поглощения на Si, Ca, C, O).</p> <p>30. Схема формирования временного спектра ГИ НР</p>

	31. Аппаратурные спектры, зарегистрированные скважинным прибором АИМС 32. Кривые тепловых диффузионных нейтронных параметров τ и D против пластов разного насыщения. 33. Изменение показаний импульсного нейтронного каротажа в процессе выработки нефтяного пласта
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	Колмаков Юрий Викторович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Романцов Игорь Иванович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	
Срок сдачи студентом выполненной работы	03.06.2020г.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020г.
--	--------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Фомин Александр Олегович		

Реферат

В работе представлен проект на проведение промыслово-геофизических исследований методами импульсного нейтрон-нейтронного каротажа и импульсного спектрометрического нейтронного гамма каротажа на Мамонтовском нефтяном месторождении с целью определения текущего насыщения неперфорированных пластов. В административном отношении площадь исследований находится в пределах нефтеюганского района Ханты-мансийского автономного округа Тюменской области.

Проект состоит из четырех частей: общей, проектной, специальной и технико-экономической.

В общей части дается характеристика района работ в географо-экономическом плане. Приводятся данные о геолого-геофизической изученности района. Кратко изложено геологическое строение с описанием стратиграфии, тектоники, нефтегазоносности, а так же описан анализ результатов поисково-разведочных работ прошлых лет.

В проектной части обосновывается выбор участка работ, метода исследований, описывается методика геофизических работ. Рассмотрена методика и техника обработки и интерпретации материалов.

В специальной части рассмотрены физические основы С/О-каротажа, импульсного нейтрон-нейтронного метода, термометрии, гамма-каротажа и локации муфт.

В технико-экономической части производится расчет всех запроектированных объемов работ, сметной стоимости, мероприятия по технике безопасности и охране природы.

Сметная стоимость проектных работ составляет 295063,5 рублей.

Объем пояснительной записки 123 страницы.

Проект составлен по материалам фондовой, опубликованной литературы и интернет ресурсов.

Report

The paper presents a project for conducting field and geophysical studies using pulsed neutron-neutron logging and pulsed spectrometric neutron gamma-ray logging at the Mamontov oil field in order to determine the current saturation of non-perforated reservoirs. Administratively, the research area is located within the Nefteyugansk district of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug of the Tyumen region.

The project consists of four parts: General, project, special, and technical and economic.

The General part describes the area of work in geographical and economic terms. Data on the geological and geophysical study of the area are provided. The geological structure is briefly described with a description of stratigraphy, tectonics, oil and gas content, as well as the analysis of the results of search and exploration works of previous years.

The project part justifies the choice of the work site, the research method, and describes the method of geophysical work. The method and technique of processing and interpretation of materials are considered.

In a special part, the physical basis of C/O logging, pulsed neutron-neutron method, thermometry, gamma-ray logging and coupling location are considered.

In the technical and economic part, all the projected volumes of work, the estimated cost, measures for safety and nature protection are calculated.

The estimated cost of project work is 295063,5 rubles.

The volume of the explanatory note is 123 pages.

The project is based on the materials of stock, published literature and Internet resources.

Обозначения и сокращения.

ГРЭС-государственная районная электро-станция

ТЭЦ-теплоэлектроцентраль

ВЛ-высоковольтная линия

ГИС-геофизические исследования скважин

РГЭ-радиогеохимический эффект

ИННК-импульсный нейтрон-нейтронный метод

ВНК-водонефтяной контакт

K_n –коэффициент нефтенасыщенности

ГК-гамма каротаж

$A_{гк}$ -коэффициент аномалии ГК

ЛМ-локатор муфт

ТМ-термометрия

С/О-каротаж- импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж

ФЭУ-фотоэлектронный умножитель

ГИРЗ- метод радиационного захвата медленных нейтронов

ГИНР- метод спектрометрии гамма-излучения неупругого рассеяния

СГК- спектрометрический гамма-каротаж

ГМ-гамма метод

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	8
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	8
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность.....	10
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ....	11
2.1 Стратиграфия.....	11
2.2 Тектоника.....	14
2.3 Нефтегазоносность.....	18
3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических работ.....	24
4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРЕКТИРОВАНИЯ.....	33
4.1 Задачи геофизических исследований.....	33
4.2 Обоснование объекта исследований.....	33
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.....	34
4.3.1 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	34
4.3.2 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	38
4.3.3 Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК).....	39
4.3.4 Гамма-каротаж ГК).....	43
4.3.5 Гамма-каротаж спектрометрический (СГК).....	45
4.3.6 Локатор муфт.....	46
4.3.7 Термометрия.....	47
5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	50
5.1 Методика и техника проектных геофизических работ.....	50
5.1.1 Проведение геофизических работ.....	51
5.1.2 Первичное редактирование и контроль данных.....	54
5.1.3 Методика скважинных измерений аппаратуры серии АИНК.....	55
5.2 Интерпретация геофизических данных.....	60
5.2.1 Интерпретация данных ИННК.....	60
5.2.2 Интерпретация данных С/О каротажа.....	62
6 СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	70
6.1 Физические основы импульсного спектрометрического нейтронного гамма метода (С/О каротажа) и импульсного нейтрон-нейтронного метода и его применение на месторождениях углеводорода.....	70
6.2 Импульсный спектрометрический нейтронный гамма метод (С/О каротажа)...	74
6.3 Импульсный нейтрон-нейтронный метод.....	80
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	87
7.1 Организационно-экономический раздел.....	87
7.1.1 Характеристика предприятия, на котором выполняются проектируемые работы.....	87
7.1.2 Технико-экономическое обоснование продолжительности работ Технический план.....	89
7.2 Смета расходов на проектируемые работы	97
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	100
Введение.....	101

8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	102
8.1.1	Правовые нормы трудового законодательства.....	102
8.1.2	Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.....	102
8.2	Производственная безопасность.....	103
8.2.1	Анализ вредных производственных факторов.....	105
8.3	Экологическая безопасность.....	113
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	115
8.5	Заключение по разделу.....	117
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	118
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	119

Введение

Мамонтовское месторождение нефти находится на поздней стадии разработки. В условиях снижающейся добычи и ухудшения структуры остаточных запасов методы геофизического контроля приобретают все более важное значение.

Известно, что, несмотря на экономическую привлекательность, операции по возврату скважин, пробуренных в 80-х и начале 90-х годов на вышележающие пласты, сопровождаются серьезными финансовыми рисками, если нет достоверной оценки текущего насыщения объекта перевода до постановки бригады капитального ремонта.

Методами, позволяющими определить текущее насыщение неперфорированного пласта, являются нейтронные методы исследования скважин: импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и импульсный спектрометрический нейтронный гамма каротаж (С/О-каротаж). Применяя какой-либо из этих методов или их комбинацию, можно определить через обсадную колонну, каким флюидом и в каких соотношениях насыщено поровое пространство исследуемого пласта.

Наиболее целесообразным, является применение обоих нейтронных методов в комплексе, так как они помогают решать разные геологические задачи. Достоверность результатов ИННК зависит от минерализации пластовой воды: при низкой минерализации (менее 20 г/л) поглощающие свойства воды отличаются от свойств нефти незначительно, что затрудняет идентификацию пластового флюида. Для Мамонтовского месторождения характерно как раз низко минерализованные пластовые воды (18 г/л), что ограничивает применение ИННК с целью разделения нефти и воды.

Я рассматриваю методы С/О каротажа и ИННК, их физические основы и условия проведения. Эти геофизические методы, позволяют не только на качественном, но и количественном уровне оценить остаточную нефтенасыщенность вырабатываемых неперфорированных пластов, а также следить за выработкой углеводородов и заводнением залежи на Мамонтовском нефтяном месторождении.

Слежение за текущим состоянием разрабатываемых объектов является важной задачей, что делает выбранную тему актуальной.

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических работ

Для того, чтобы оценить выработку в полном объеме неперфорированных пластов АС4 АС5-6 и остаточные запасы нефти на Мамонтовском месторождении (скважина 20079 куст 522), нужно подробнее изучить промысловую и геолого-петрофизическую информацию об исследуемом объекте, с привлечением информации о состоянии соседних с ней скважин (рис.1.4, рис 1.5, рис 1.6).

Результаты ранее проведенных исследований на скважине 20079 куст 522

Тип скважины – эксплуатационная; внешний диаметр колонны 146 мм, внутренний 132 мм. Эксплуатируется на пласт БС10.

Д а н н ы е о п е р ф о р а ц и и п л а с т а Б С 1 0

пласт	инт-лы проектные	тип заряда	плотн.	дата
БС10	2675.0-2676.5	ЗПК-105	10	17.01.90г
БС10	2678.5-2684.5	ЗПК-105	10	17.01.90г
БС10	2688.0-2689.5	ЗПК-105	10	17.01.90г
БС10	2702.0-2705.0	ЗПК-105	10	17.01.90г
БС10	2675.0-2676.5	ЗПК-105	10	31.01.90г
БС10	2682.0-2684.5	ЗПК-105	10	31.01.90г
БС10	2688.0-2689.5	ЗПК-105	10	31.01.90г

В исследуемой скважине были проведены следующие геофизические исследования:

1. Определение технического состояния эксплуатационной колонны и заколонных перетоков (рис. 1.7) методами термометрии, резистивиметрии, влагометрии, точечной расходоиметрии, гамма-каротажа. Скважина была остановлена, насосно-компрессорные трубы подняты.

Наблюдается изменение температуры по кривым термометрии в интервале 2170.0-2190.0 м., которое скорее всего связано с выработкой пласта АС4.

В интервале 2170.0-2190.0 м отмечается повышение гамма-активности (РГЭ). Наличие РГЭ характерно для обводненных объектов и говорит о том, что пласт выработан и обводнен.

Заколонные перетоки по стволу скважины не обнаружены.

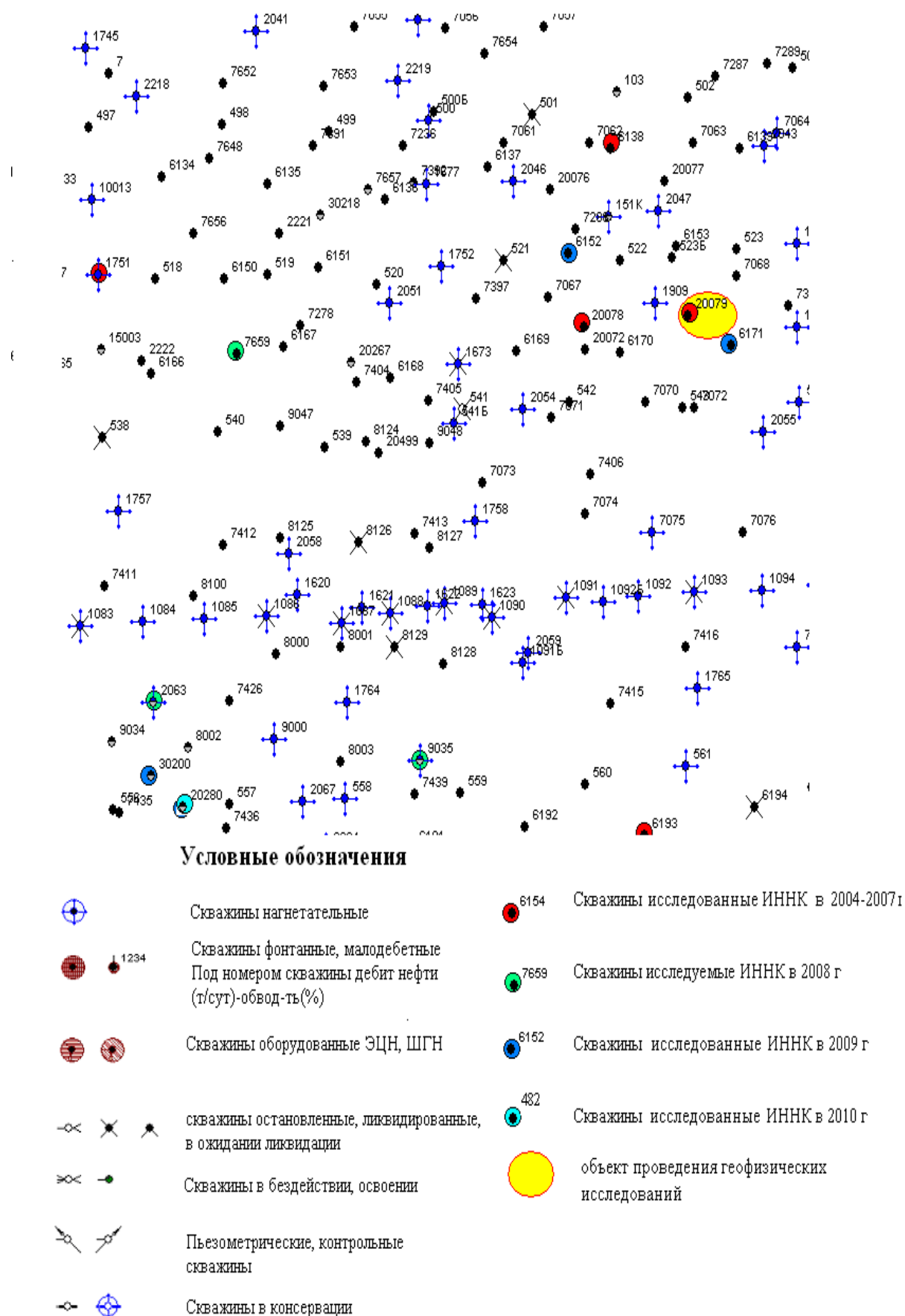
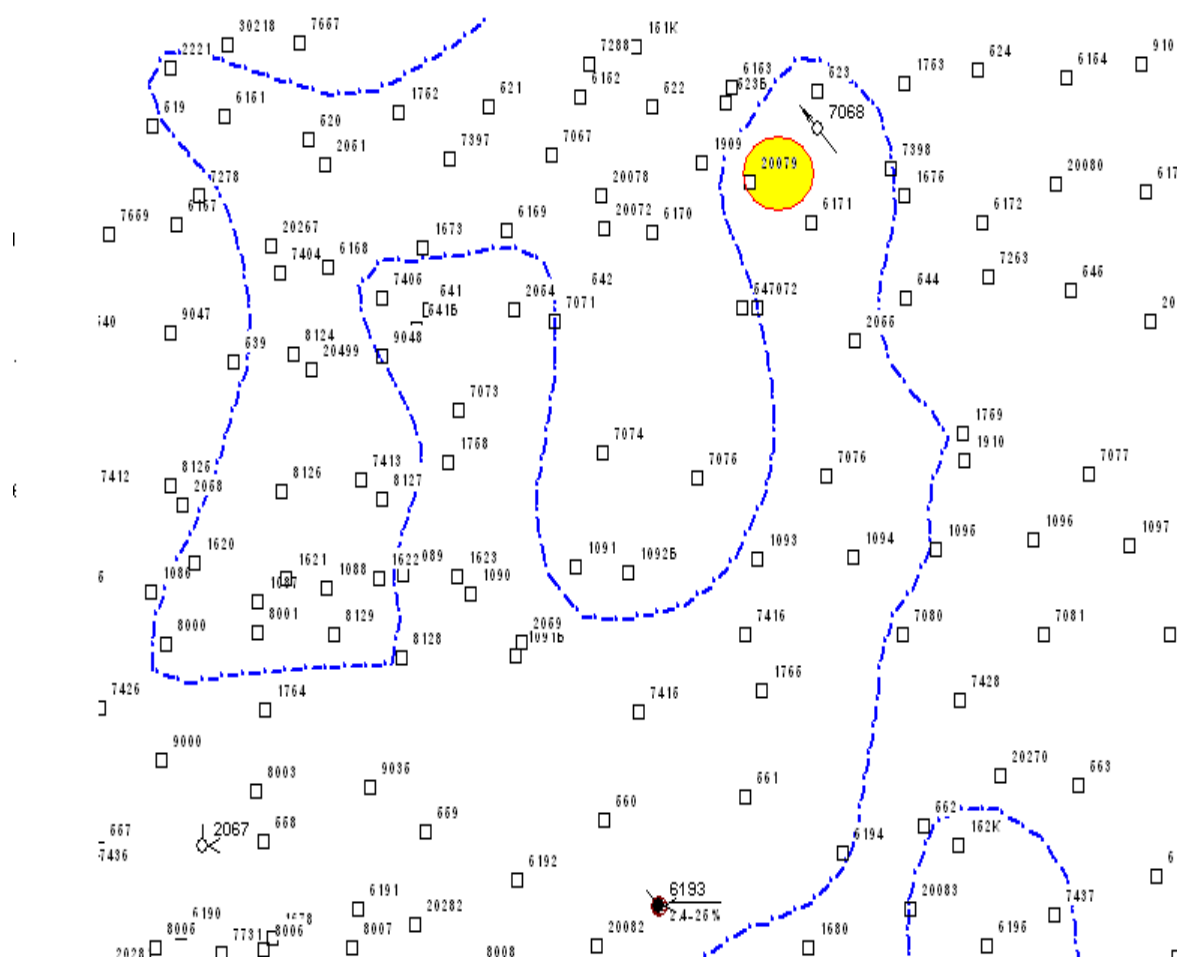


Рис. 1. 4. Участок карты изученности ИННК Мамонтовского месторождения
Масштаб 1:25 000



Условные обозначения

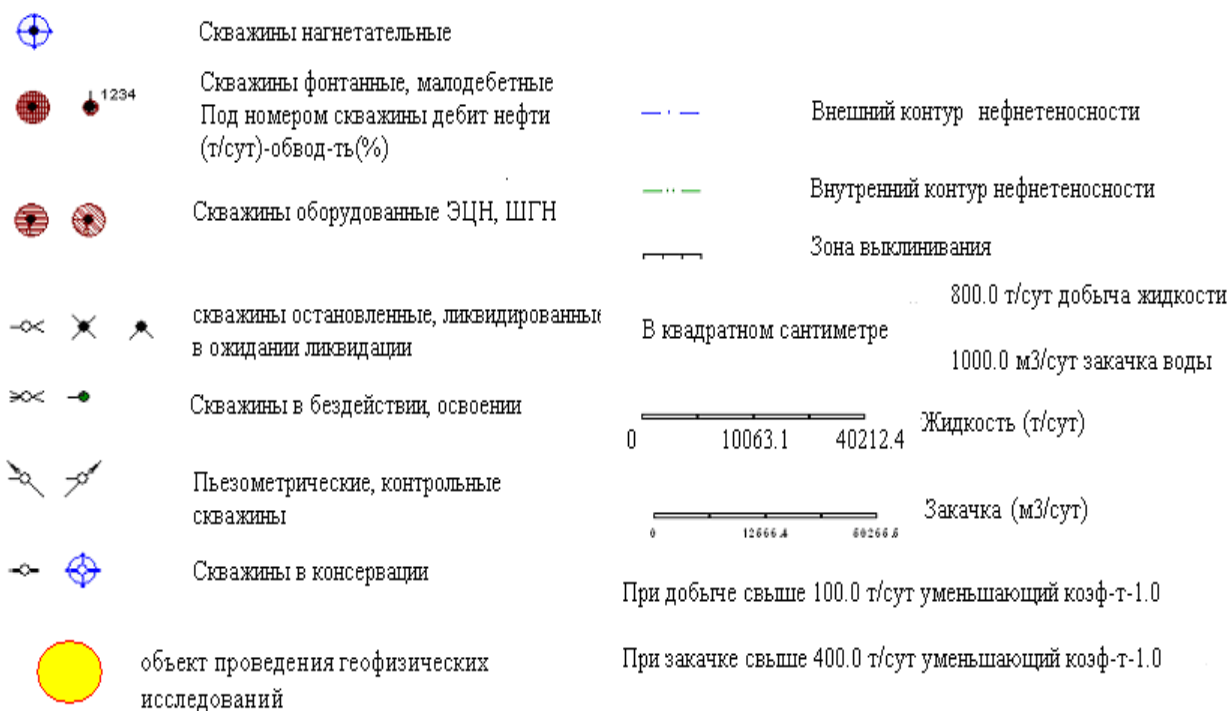


Рис. 1.6. Участок карты разработки Мамонтовского месторождения на пласт АС5-6
Масштаб 1:25 000

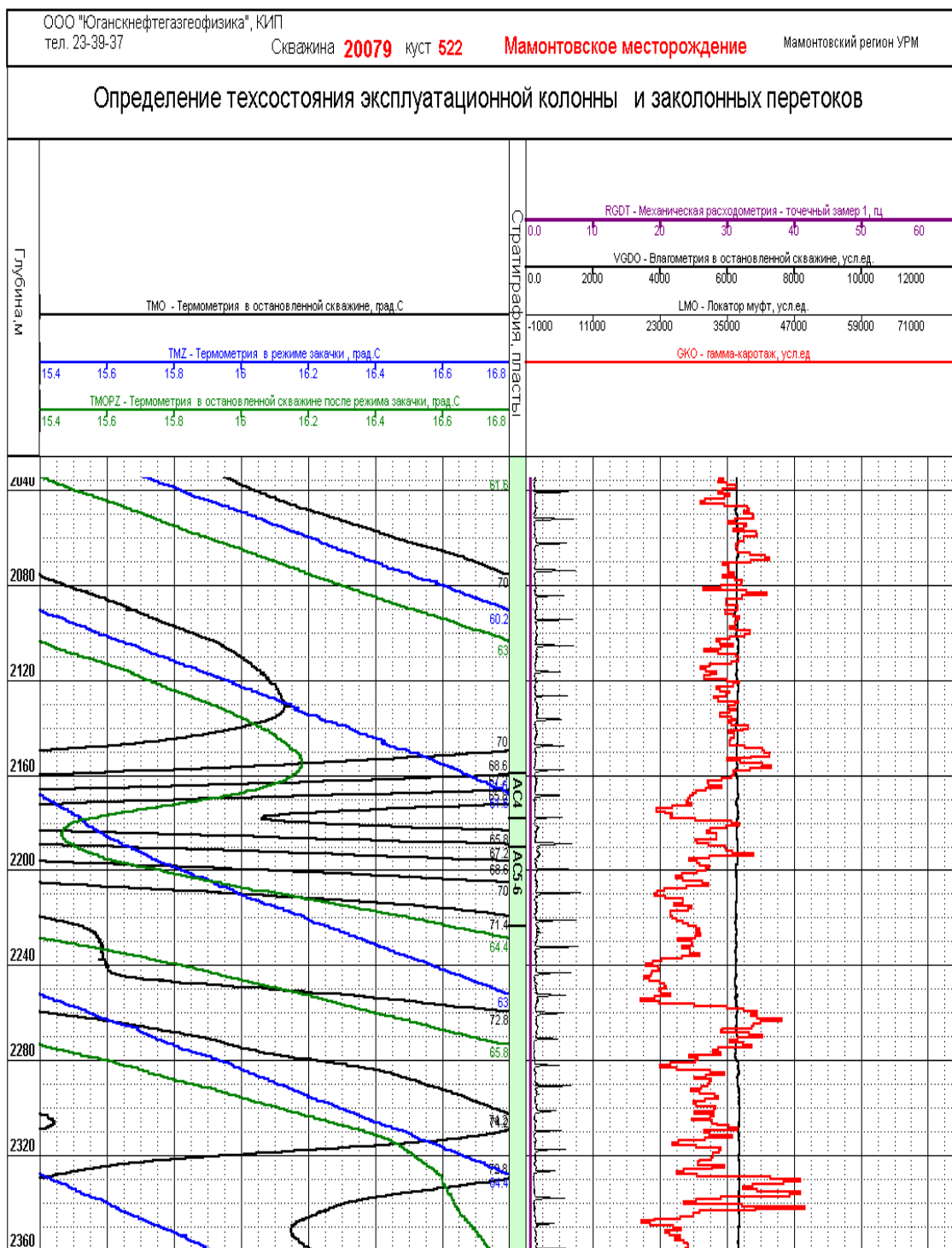


Рис. 1.7 Определение технического состояния эксплуатационной колонны и заколонной циркуляции жидкости в интервале пластов AC4 и AC5-6 на Мамонтовском месторождении скважина 20079 куст 522

2. Определение текущего насыщения методом ИННК. (рис. 1.9)

Пласт AC4 обладает низкими фильтрационно-емкостными свойствами, отдача пласта незначительна. На глубине 2172 м пласт обводнен нагнетаемыми водами. Наблюдается

динамика вытеснения нефти водой. На глубине 2200,2 м пласт АС5-6 водонасыщен. Результаты интерпретации представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Результаты обработки ИННК на скважине 20079 куст 522

№	Интервалы интерпретации		толщина Н, м	Коллекторские свойства		Время жизни Т, мкс	Насыщение		
	Кровля, м	Подошва, м		Кп, %	Кн. Нач., %		Начальное	текущее	Причины изменения (код)
пласт АС4 (2159.4-2178.0 м)									
1	2161.6	2162.4	0.8	-	-	213	Нефть	Нефть с	18
2	2165.4	2166.0	0.6	17.6	37.3	215	Нефть	водой*	18
3	2166.8	2168.0	1.2	17.0	43.9	222	Нефть	Нефть с	18
4	2168.8	2169.4	0.6	19.6	46.5	225	Нефть	водой*	18
5	2169.8	2170.2	0.4	18.3	42.8	215	Нефть	Вода с	18
6	2170.6	2171.0	0.4	-	-	216	Нефть	нефтью*	18
7	2172.0	2174.4	2.4	20.0	-	243-	Обводнен	Вода с	18
8	2175.4	2177.6	2.2	20.0	-	215 225- 235	Обводнен	нефтью Вода с нефтью* Вода с нефтью* Обводнен Обводнен	18
пласт АС5-6 (2190.0-2223.6 м)									
1	2193.0	2194.2	1.2	18.6	42.4	220-	Нефть	Вода с	18
2	2200.2	2203.4	3.2	21.0	-	227 220- 240	Вода	нефтью Вода	16

*ФЕС низкие, отдача пласта незначительная

Значения кодов характера насыщения

Н - нефть

Н+В - нефть с водой

В+Н - вода с нефтью

СН – нефтенасыщенность слабая (остаточная), отдача - практически вода

ОБВ - обводнен фронтом нагнетаемых вод

Значения кодов причин изменения характера насыщения

9 - Подъем ВНК

16 - Насыщение не изменилось

18 - Вытеснение нефти водой

3. Определение технического состояния эксплуатационной колонны и заколонных перетоков. (рис. 1.8) методами термометрии, резистивиметрии, влагометрии, точечной расходоиметрии, гамма-каротажа.

Изменение температуры в интервале 2170.0-2190.0м связано, возможно, с выработкой пласта АС4 (отмечается повышенный фон гамма-активности (РГЭ)). Заколонные перетоки по стволу скважины не обнаружены. Колонна герметична.

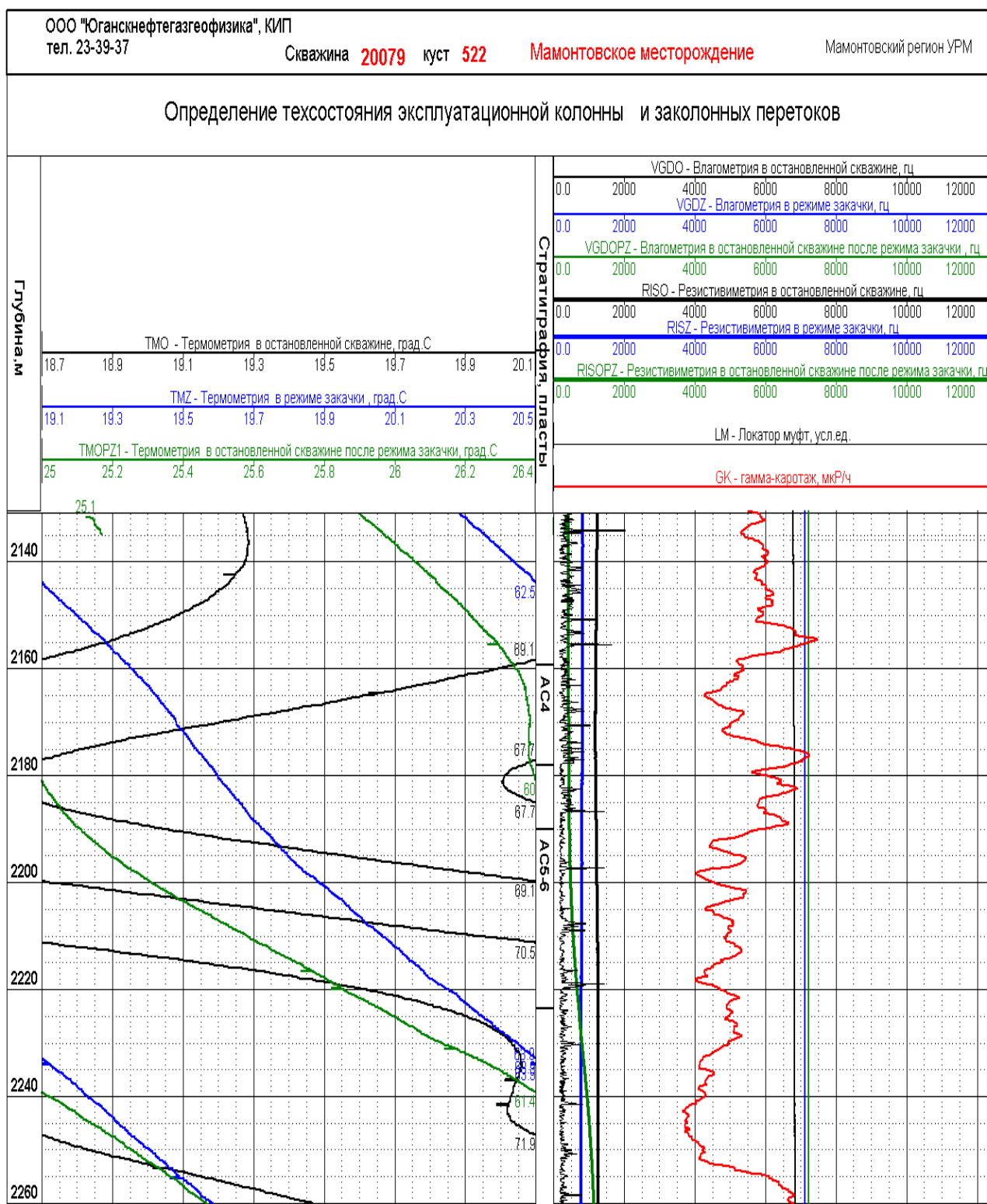


Рис. 1.8. Определение технического состояния эксплуатационной колонны и заколонной циркуляции жидкости в интервале пластов АС4 и АС5-6 на Мамонтовском месторождении скважина 20079 куст 522

Исследования текущего насыщения неперфорированных пластов АС4 методом ИННК.

По данным исследования пласт АС4 слабонефтенасыщен (табл. 3.2), идет вытеснение нефти водой. Пласт АС5-6 полностью водонасыщен. В интервале 2029.4 – 2031.6 песчаник уплотнен, и имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства.

Таблица 3.2

Результаты обработки ИННК на скважине 20079 куст 522

№	Интервалы интерпретации		Толщина	Коллекторские свойства		Время жизни	Насыщение		
	Кровля, м	Подошва, м		Н, м	Кп, %		Кн. Нач.,	Т, мкс	Начальное
пласт АС4 (2159.4-2178.0 м)									
1	2029.4	2030.6	1.2	17.9	42.3	203	Нефть	СН	18
2	2030.6	2031.6	1.0	17.9	58.4	214	Нефть	СН	18
3	2032.6	2034.0	1.4	17-21	64-68	200-235	Нефть	СН	18
4	2035.0	2036.2	1.2	20.4	61.9	233	Нефть	СН	18
5	2037.0	2038.0	1.0	20.4	59.2	243	Нефть	СН	18
6	2038.2	2039.2	1.0	21.2	60.7	230-237	Нефть	НО	18
7	2039.6	2040.6	1.0	21.5	63.9	250	Нефть	НО	18
8	2041.2	2043.2	2.0	21.7	64.2	248-240	Нефть	НО	18
пласт АС5-6 (2190.0-2223.6 м) водонасыщен									

Результаты обработки ИННК на скважине 20079 куст 522

Значения кодов характера насыщения

код насыщения	насыщение коллектора	возможно содержание воды в притоке, %
н	нефтенасыщен	0 ÷ 25
н+в	нефтеводонасыщен	26 ÷ 75
в+н	водонефтенасыщен	76 ÷ 90
сн	слабонефтенасыщен	91 ÷ 96
но	нефтенасыщенность <u>остат.</u>	97 ÷ 99
в	водонасыщен	100
ня	не ясно	не ясно

После проведения анализа проводимых работ на участке исследования можно сказать, что неперфорированный пласт АС4 вырабатывается и обводняется на соседних скважинах. Это видно из полученных данных ИННК, термометрии (пласты охлаждены) и гамма-каротажа (наличие РГЭ).

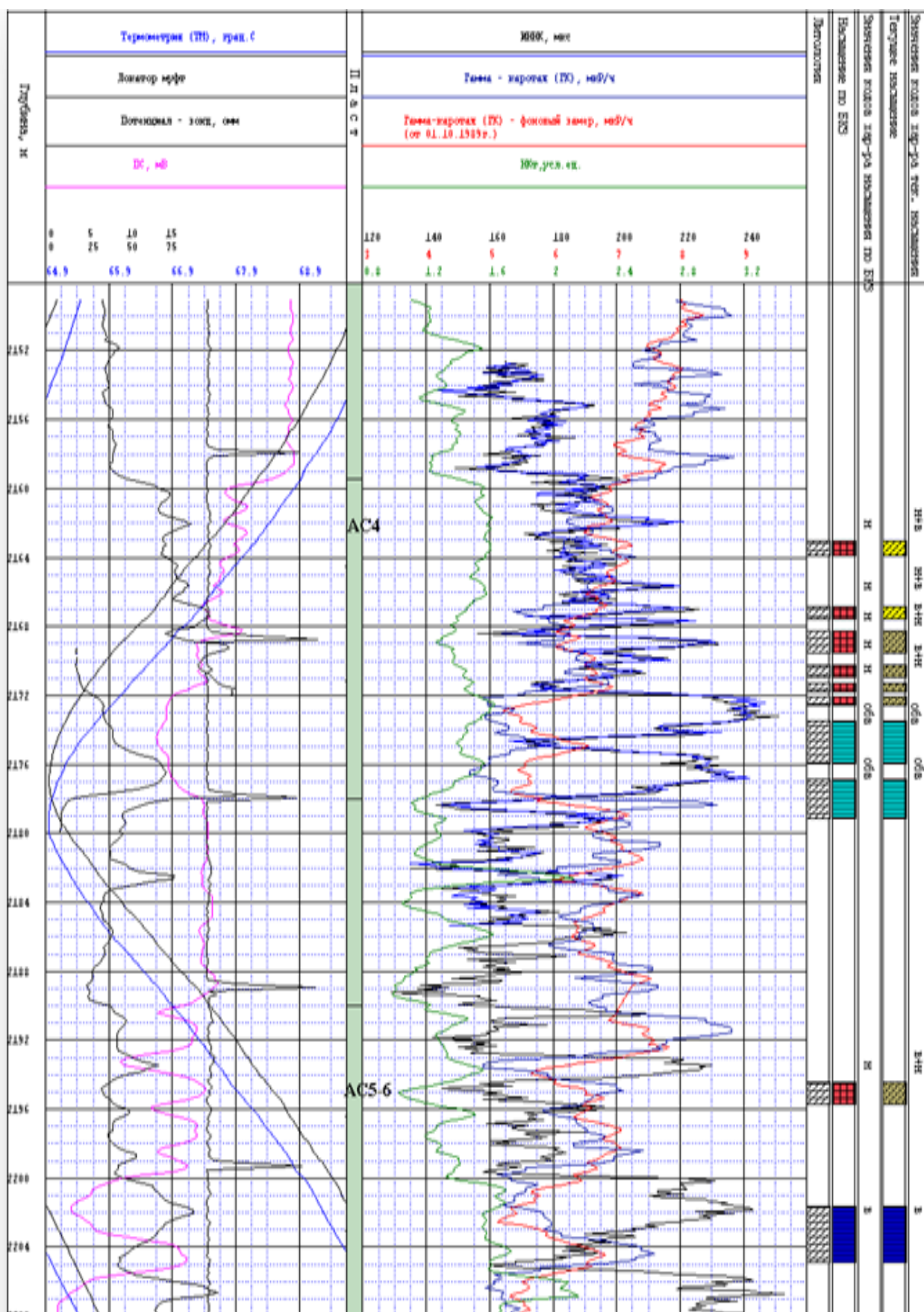


Рис. 1.9. Определение текущего насыщения неперфорированных пластов методом ИННК на Мамонтовском месторождении скважина 20079 куст 522

4. Основные вопросы проектирования

4.1. Задачи геофизических исследований

В результате проведенных исследований методом ИННК (рис. 2.2) на неперфорированные пласты АС4 и АС5-6 от 24-25.09.2009 г на скважине 6171 куст 522 Мамонтовского месторождения получена информация и занесена в таблицу (табл. 4.2).

После выработки или обводнения пласта, находящегося в разработке, производится его изоляция и переход на выше или ниже залегающий горизонт, так называемое «возвратное освоение».

При возврате на новые объекты проводят уплотнение добывающей сетки.

Отсюда может быть следующая постановка задачи:

1. Определение текущей нефтенасыщенности по пластам, находящихся в разработке, но не вскрытых перфорацией в конкретной скважине.
2. В интервале пласта с остаточной или текущей нефтенасыщенностью определить наиболее перспективные интервалы.
3. Поиск пропущенных пластов, определенные по ГИС открытого ствола как слабонефтенасыщенные или вообще не охарактеризованные.

Для решения задач по контролю за разработкой, методы ИННК и С/О-каротажа используются в значительных объемах.

Проведение геофизических работ необходимо для решения следующих геологических задач в неперфорированных пластах скважин обсаженных эксплуатационной колонной:

- Литологическое расчленение разрезов и выделение коллекторов;
- Определение текущих положений водонефтяного контакта (ВНК);
- Выделение обводняющихся интервалов продуктивных пластов;
- Определение коэффициентов текущего и остаточного насыщения.

Определение этих задач при контроле за разработкой на Мамонтовском нефтяном месторождении, остаётся одной из сложнейших задач нефтепромысловой геофизики. Для решения этих задач необходимо провести исследования через обсадную колонну и цементное кольцо. Для этого применяется импульсный нейтронный каротаж (ИННК)

4.2. Обоснование объекта исследований

Работы проводимые на исследуемом участке с периодичностью, согласованной с заказчиком проводимых исследований. Обычно исследования проводятся с периодичностью от 4 до 6 месяцев. Исследования позволяют определить текущее насыщение и положения водонефтяного контакта.

Что позволяет обеспечивать контроль за выработкой и прогнозировать остатки флюида в пласте. Провидимые работы позволят экономить время и средства на производстве работ при исчерпании запасов. По полученным данным исследования строится график падения запасов и контролируется процесс выработки. Это позволяет остановить процесс добычи флюида вовремя без забора «пустой» воды, что сделало бы добычу экономически не оправданной.

4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

4.3.1 Физико-геологическая модель нефтенасыщенных пластов на Мамонтовском месторождении на примере скважины 6171 куст 543

1. Модель С/О-каротажа

Показания С/О-каротажа практически не зависят от минерализации пластовых вод и жидкости, заполняющей скважину. На Мамонтовском месторождении пласты насыщены слабоминерализованными водами (17 г/л). С/О-каротаж имеет радиус исследования (10-12 см) меньше чем у ИННК.

После сравнения кривых С/О и Са/Si в водоносном или глинистом пласте по превышению кривой С/О над кривой Са/Si говорят о наличии нефти.

Результаты каротажа (рис. 2.1, табл. 4.1), показали, что кровля пласта АС4 нефтенасыщена, коэффициент текущего насыщения меняется в интервалах 45-56 %. В подошве пласта 2006,2-2012,0м. коэффициент текущего насыщения 24% (интервал обводнен).

Таблица 4.1

Результаты обработки С/О-каротажу на скважине 6171 куст 543

№	Интервалы интерпретации		толщина Н, м	Коллекторские свойства		Кн тек, %	Насыщение	
	Кровля, м	Подошва, м		Кп, %	Кн нач., %		начальное	текущее
пласт АС4 (1994.4-2015.6 м)								
1	1998.4	1999.8	1.4	19.6	39.4	45.0	Нефть	Нефть
2	2001.0	2002.6	1.6	19.0	42.0	54.0	Нефть	Нефть
3	2003.4	2006.2	2.8	24.0	63.9	56.0	Нефть	Нефть с водой
4	2006.2	2012.0	5.8	25.1	76.2	24.0	нефть	Остаточная нефтенасыщенность
пласт АС5-6 (2026.0-2078.4 м)								
1	2026.0	2027.2	1.2	20.8	-	34.0	Вода	Вода с нефтью
2	2028.8	2030.6	1.8	23.2	-	45.0	Вода	Вода с нефтью
3	2036.0	2039.0	3.0	21.6	-	9.0	Вода	Вода
4	2041.0	2045.0	4.0	-	-	4.0	Вода	Вода

2. Модель ИННК

Показания нейтронных методов определяются процессом замедления нейтронов, отсюда следует показания содержания водорода (замедлителя).

Плотность горной породы – влияет гораздо слабее.

Химический состав скелета – уступает по значимости водороду [13]. Регистрируемыми характеристиками полей излучений в скважине являются величины, обратные декременту временного затухания скорости счета импульсов [2].

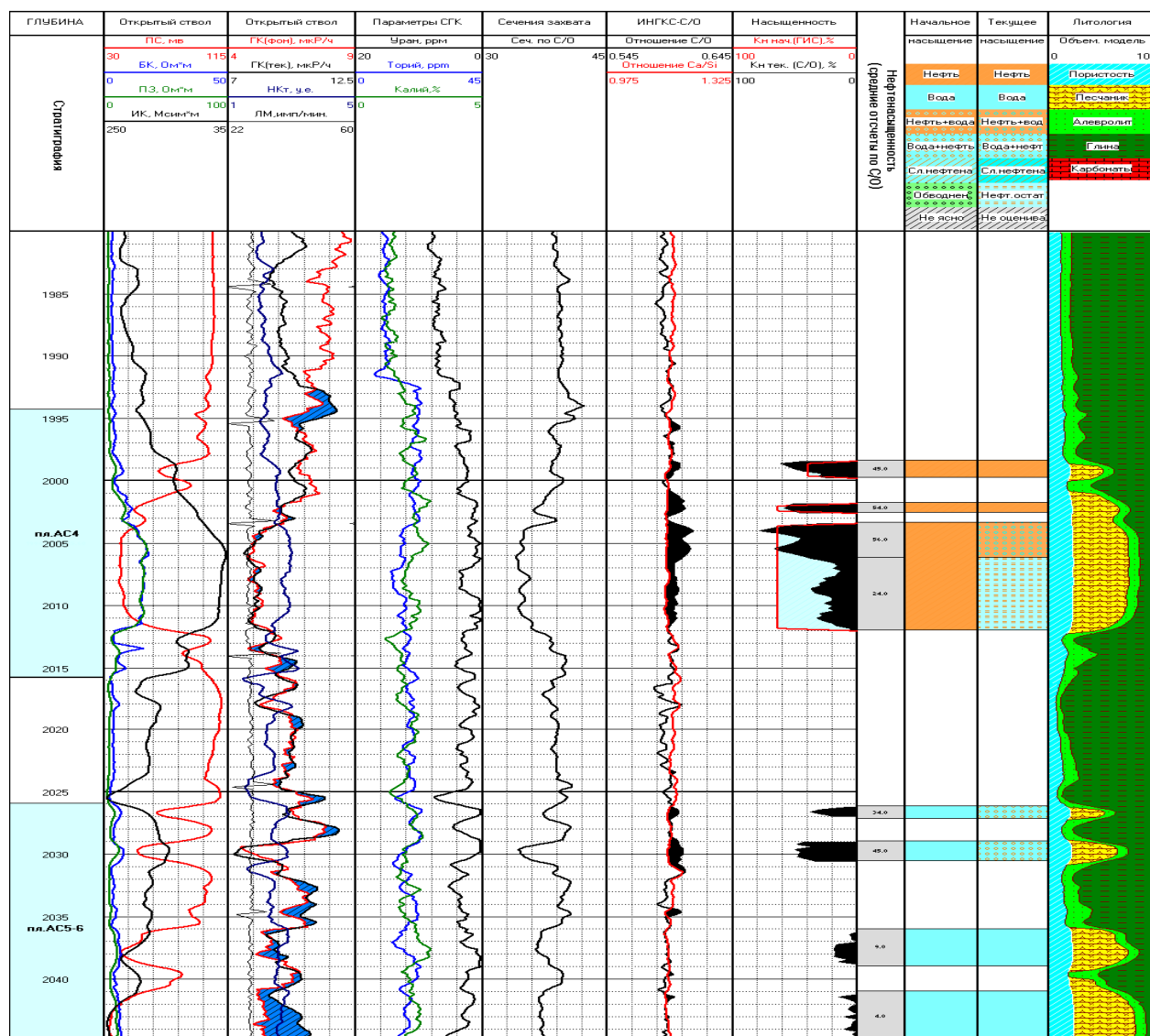


Рис. 2.1 Априорная (натуральная) физико-геологическая модель С/О каротажа против неперфорированных пластов АС4 и АС5-6 на примере скважины 6171 куст 522 Мамонтовского месторождения

Таблица 4.2

Результаты обработки ИННК на скважине 6171 куст 543

№	Интервалы интерпретации		толщина Н, м	Коллекторские свойства		Время жизни Т, мкс	Насыщение	
	Кровля, м	Подошва, м		Кп, %	Кн. Нач., %		начальное	текущее
пласт АС4 (1994.4-2015.6 м)								
1	1998.4	1999.8	1.4	19.6	39.4	184	Нефть	Нефть
2	2001.0	2002.6	1.6	19.0	42.0	190-208	Нефть	Нефть
3	2003.4	2006.2	2.8	24.0	63.9	228-254	Нефть	Нефть с водой
4	2006.2	2012.0	5.8	25.1	76.2	210-232	нефть	Остаточная нефтенасыщенность
пласт АС5-6 (2026.0-2078.4 м)								
1	2026.0	2027.2	1.2	20.8	-	192	Вода	Вода с нефтью
2	2028.8	2030.6	1.8	23.2	-	245	Вода	Вода с нефтью
3	2036.0	2039.0	3.0	21.6	-	200-210	Вода	Вода
4	2041.0	2045.0	4.0	-	-	232-215	Вода	Вода

По данным термометрии пласт АС4 вырабатывается (Рпл понижено).

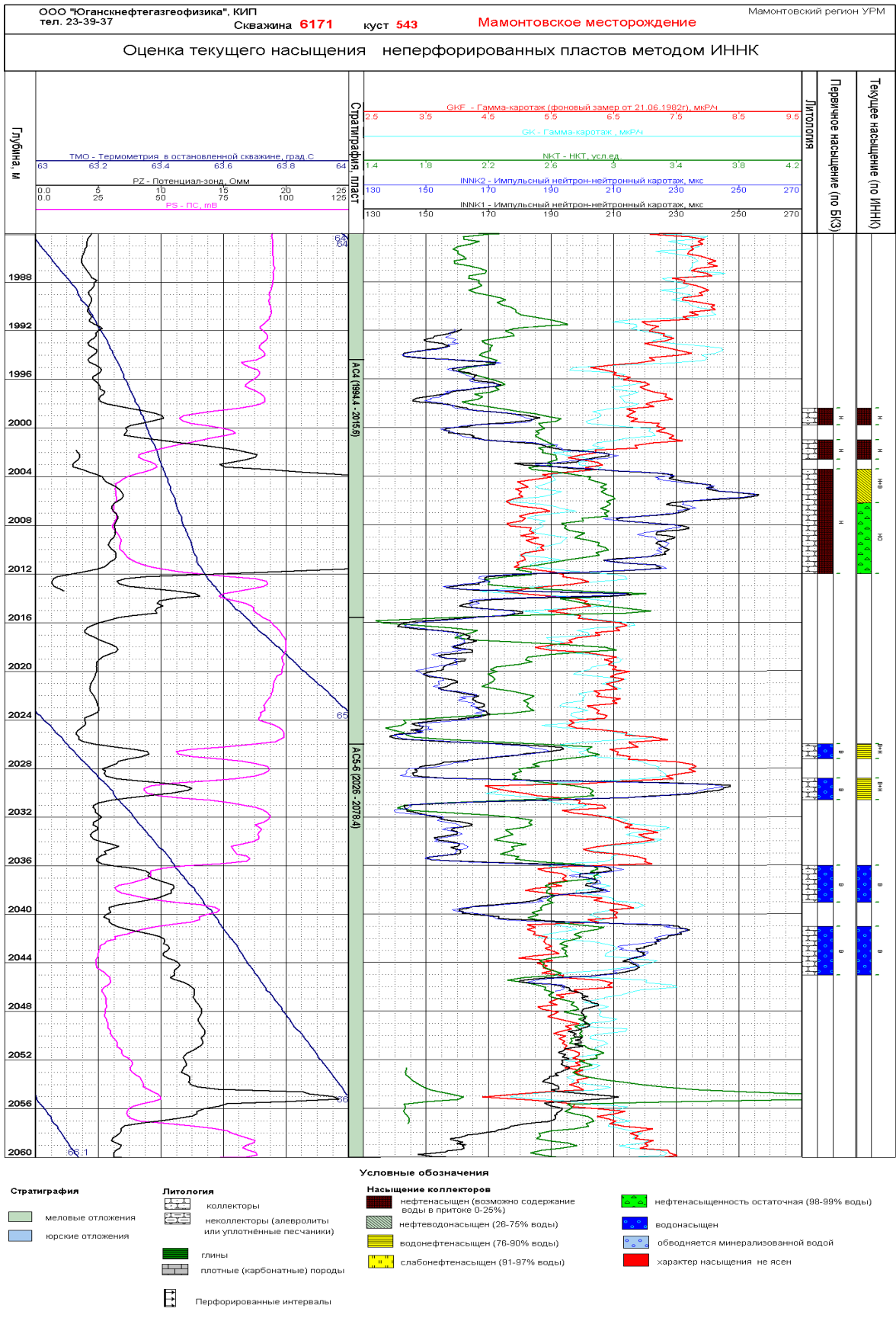


Рис. 2.2 Априорная (натуральная) физико-геологическая модель ИННК против неперфорированных пластов АС4 и АС5-6 на примере скважины 6171 куст 522 Мамонтовского месторождения

Разделение коллекторов по типу насыщенности - нефть; нефть с водой; вода с нефтью; слабая нефтенасыщенность; остаточная (неподвижная) нефтенасыщенность; вода; основано на сравнении значений затухания в коллекторах с опорными водонасыщенными коллекторами. Сравнение производят с учётом всех характеристик прослоя – глинистости, карбонатности, пористости.

После сравнений показаний ИННК, видно что каждый тип отличается от предыдущего примерно на 5мкс.

4.3.2 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Из-за низкой минерализации пластовых вод в продуктивных коллекторах Мамонтовского нефтяного месторождения, нейтронные методы ИННК следует применять только для качественной оценки характера насыщения коллекторов, данный метод позволит решить задачу на количественном уровне определения текущего коэффициента нефтенасыщенности (K_n). Для определения текущего значения K_n необходимо применить метод С/О-каротажа, а так же этот метод позволит определить значения в условиях низкой минерализации коллекторов.

По результатам измерения комплекса С/О-каротажа и импульсного нейтрон-нейтронного каротажей видны хорошие показатели в условиях исследуемого Мамонтовского нефтяного месторождения.

Уточнение насыщенности производится путём комплексирования ИННК с С/О-каротажем. Оценка насыщенности в обсаженном стволе скважины стандартными методами электрометрии невозможна.

С предыдущими методами так же проводится термометрия и метод естественной гамма-активности (ГК). По данным термометрии наблюдается и оценивается температурное поле исследуемого пласта. Если на диаграмме проявляется аномалия резкого уменьшения температуры это говорит о быстром заводнении пласта даже если K_n показывает высокие значения.

По показаниям ГК можно рассчитать коэффициент аномалии $A_{ГК}$, (отношение разности первоначального и текущего ГК к начальному).

При $A_{ГК} > 1$ напротив нескрытых перфорацией пластов, получить безводную нефть не возможно.

Радиоактивность нефтеносных пластов остается неизменной, а обводненные пласты характеризуются положительными аномалиями. Кроме заводнения, при плохом качестве цементажа, проявляются межпластовые заколонные перетоки, так же создающие аномалии

ГК. Появление межпластовых перетоков снижает С/О эффект из-за наличия «чужой воды» и вытеснения нефти в при скважинном пространстве.

Для уточнения литологии и радиационного фона в скважине, используется спектрометрический гамма-каротаж.

Также ГК в комплексе с локацией муфт (ЛМ) применяют для более точной привязки показаний других приборов «привязка по глубине» к положению муфт.

Принимается решение что необходимы следующие методы для решения поставленных задач, а также уточнение скорости записи:

- 1) Импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННК) – 60 м/час
- 2) Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-метод (С/О каротаж) - 60 м/час

Дополнительная:

- 1) Спектрометрический гамма-каротаж 60 м/час
- 2) Гамма-метод (ГК) – 220 м/час
- 3) Термометрия (ТМ) - 220 м/час
- 4) Локация муфт (ЛМ) - 220 м/час

Интервал регистрации должен проходить через продуктивные пласты и интервалы глинистых перемычек и покрышек.

4.3.3 Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК)

ИННК применяют для определения нейтронных свойств горных пород (время жизни теплового нейтрона, длина замедления) и определение технических коэффициентов водорода и нефтенасыщения эксплуатируемых пластов.

Более эффективное применение ИННК – это проведение дополнительных измерений в период изменения насыщенности коллекторов. Эти изменения вызваны естественным распадом зоны проникновения, обводнением пластов в период проводимых работ, которые основаны на закачке в породы вещества со свойством нейтропоглощения.

В измерительном зонде ИННК содержится излучатель быстрых нейтронов (14 МэВ), от одного до двух детекторов тепловых нейтронов или гамма-излучения. Точка записи располагается посередине, между детектором и излучателем, для двухзондовых приборов – располагается посередине между детекторами.

Исследования выполняются серийной аппаратурой АИНК-43 производства ВНИИА, г. Москва. Модуль АИНК обычно комплексируют с модулями ГК и ЛМ.

Аппаратура импульсного нейтронного каротажа АИНК-43

Прибор АИНК-43 предназначен для проведения работ по исследованию скважины методом нейтрон-нейтронного каротажа. Благодаря этому прибору можно изучить характеристики регистрируемых полей в скважине, а так же наблюдать и фиксировать скорость считывания импульсов. Частота срабатывания устанавливается 20 Гц. Прибор состоит из двух секций (рис 2.3)

- секция излучателя нейтронов;
- секция блока регистрации.

Питающий кабель так же является передающим. По данному кабелю проходит передача данных от прибора к принимающей станции. Передача проходит при помощи протокола «Запрос - ответ».

У прибора АИНК-43 имеется два режима работы:

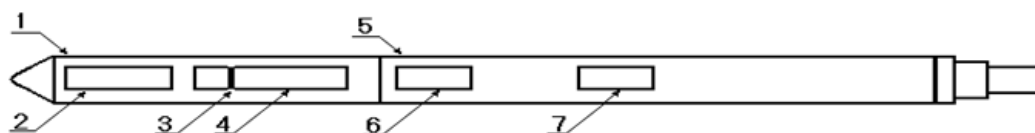
- тестовый режим (без излучения нейтронов);
- рабочий режим (с излучением нейтронов). В рабочем режиме ведется регистрация тепловых нейтронов.

При тестовом режиме подается напряжение порядка 130В. потреблении тока при этом составляет около 50мА.

В рабочем режиме подается напряжение в 150В, но потребление тока возрастает до 150-170мА.

Напряжение подается на жилу кабеля. Одновременно с этим данные поступают через аналоговый вход для дальнейшей обработки. После чего данные регистрируются и подаются на устройство вывода изображения.

Далее запускается генератор нейтронов. Измерительный цикл начинается при каждом импульсе запуска (200мс). Начало цикла - запуск трубки генератора нейтронов. Быстрые нейтроны запускаются с помощью генератора. Из за воздействия окружающей среды, нейтроны замедляются до уровня тепловой энергии. Тепловые нейтроны регистрируются при помощи детектора с расположенными на нем зондами: ближний и дальний с зондовыми расстояниями 380 и 670мм. Измерение заканчивается после регистрации спектров и передачи полученных данных.



- | | |
|---------------------------------|---|
| 1. Секция излучателя нейтронов. | 2. Блок питания и управления ИНГ-101 БПУ. |
| 3. Мишень нейтронной трубки. | 4. Блок нейтронной трубки ИНГ-101Т БТ. |
| 5. Секция блока регистрации. | 6. Ближний детектор. |
| 7. Дальний детектор. | |

Рис. 2.3. Схема прибора АИНК-43

Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (С/О-каротаж).

(С/О-каротаж) является более сложным методом контроля разработки месторождения. (С/О-каротаж) имеет глубинность всего (10-12 см).

Предназначен для определения коэффициента текущей нефтенасыщенности.

При помощи С/О-каротажа можно решить следующие задачи:

- Можно выделить насыщенные пласты в эксплуатируемой скважине;
- дает качественную оценку коэффициента нефтенасыщения в пластах с высокой пористостью;
- подробное изучение пластов, имеющих насыщение пресными и слабоминерализованными водами.

Во время прохода гамма-квантов через породу и скважину, нейтроны частично поглощаются и рассеиваются, при этом теряют энергию.

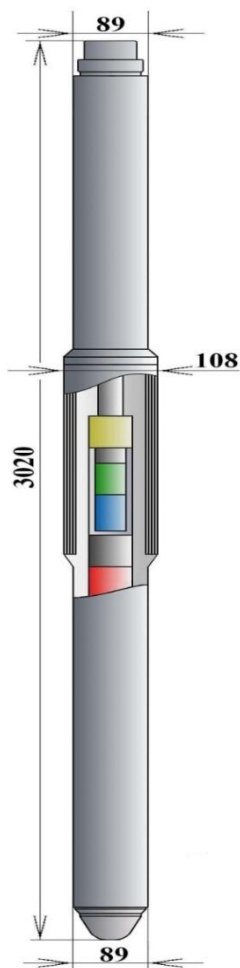
После чего фотоэлектронный умножитель (ФЭУ), преобразует световой импульс в электрический. Заряд, собранный с выхода ФЭУ, пропорционален суммарной энергии сцинтилляций люминофора детектора, а следовательно энергии, оставленной гамма-квантом в детекторе. Регистрируемый спектр электрических импульсов, называют аппаратным спектром.

Анализом спектров ГИНР и ГИРЗ, из за особенностей элементов, которыми сложена порода, можно определить массовое содержание углеродов, кислорода, кремния, кальция и нескольких других элементов в составе породы, тем самым можно решить задачи оценки пористости, литологический состав, нефтенасыщенность.

Аппаратура для проведения С/О-каротажа

Аппаратурно-методический комплекс АИМС, разработанный для определения нефтенасыщенности пород в нефтяных и газовых скважинах:

- скважинный прибор АИМС;
- программа для настройки и тестирования работоспособности прибора;
- технические средства и программа для установки и настройки базовой калибровки;



- программное обеспечение полевой калибровки;
- программное обеспечение регистрации;
- программное обеспечение для проведения первоначальной обработки каротажных данных;
- программы для проведения интерпритации данных, а так же методические пособия для определения нефтенасыщенности на исследуемой скважине.

АИМС работает в совокупности с регистраторами, которые обеспечивают прием и передачу полученных данных, а так же управляют самим прибором во время проведения исследования.

Скважинные приборы серии АИМС (на примере скважинного прибора АИМС-СП) имеют следующие параметры:

Диаметр, мм	90
Длина, мм	3600
Максимальная рабочая температура, °С	120
Максимальное рабочее давление, МПа	100
Детектор сцинтилляционный ВГО, мм	56x130
Ресурс работы излучателя, не менее	200 часов
Выход нейтронов, $\mu\text{мП}/\text{сек}$	10
Количество каналов в спектре	256
Количество регистрируемых спектров	23

Рис.2.5. Общий вид прибора АИМС-СП

В защитном корпусе прибора расположен импульсный генератор нейтронов, защита от прямого излучения генератора, блок детектирования гамма-излучения, электронный блок. Прибор АИМС возможно использовать в сборках с другими приборами методов ГИС.

Прибор состоит из головки, защитного кожуха электроники, защитного кожуха блока генератора нейтронов и блока детектирования, самого блока генератора нейтронов, блока детектирования, блока электроники, соединительной муфты и защиты от излучения.

Защитный кожух блока электроники изготавливается из специального сплава с содержанием титана, защитный кожух блока детектирования и генератора состоит из сплава с содержанием циркония. Блок детектирования скважинного прибора АИМС-СП, состоящий из кристалла ВGO и ФЭУ с делителем и размещается в металлическом термостате.

4.3.4 Гамма-каротаж (ГК)

Гамма-каротаж основывается на измерениях естественной радиоактивности горных пород, которая может определяться по присутствию в них радиоактивных изотопов калия, урана, тория, а так же зависит от литологического состава горных пород.

Естественная радиоактивность это самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов из которых состоят горные породы.

Величина естественной радиоактивности определяется по содержанию трех основных химических элементов в горной породе: уран, торий и изотоп калия-40.

ГК применяется по причине четкой зависимости гамма-излучения от вида горной породы.

Среди осадочных горных пород проявляется самая высокая радиоактивность, а так же у глубоководных илов, битуминозных глин, аргиллитов, глинистых сланцев и калийных солей.

У неглубоководных и континентальных глин проявляется радиоактивность со средними показаниями.

Низкая радиоактивность характерна ангидритам, гипс, песчаник, пески, доломитам и углям.

Для измерения естественной радиоактивности были разработаны два вида зондов:

1. Зонд служит для записи общих показаний гамма-излучения в скважине..
2. Зонд служит для определения спектра источника гамма-излучения или спектральный гамма-каротаж, который совместно с регистрацией ГК дает представление о содержании каждого радиоактивного элемента (урана, калия и тория) в исследуемой горной породе.

В основном при проведении ГИС применяют зонды для регистрации суммарного спектра гамма-излучения (рис 2.6).

Данные ГК позволяют решить такие задачи как:

- литологическое расчленение различных типов горных пород.
- определение глинистости горных пород.

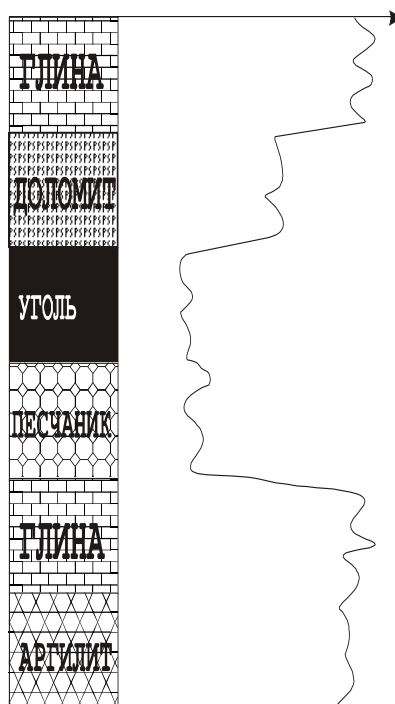


Рис.2.6. Схематическая кривая гамма каротажа

Область применения:

1. стратиграфические и литологические расчленения разрезов;
2. Определение фильтрационно-емкостных свойств исследуемых пластов;
3. Привязка по глубине);

Технические особенности: для регистрации естественной радиоактивности горных пород в исследуемых пластах применяют зонды:

1. Зонд регистрирующий суммарное гамма-излучение, который учитывает и записывает общий объем гамма- активности горных пород в вскрытом скважиной пласте и не зависящий от типа источника.

2. Зонд с помощью которого определяется спектр источника гамма-излучения или спектрального гамма-каротажа, который совместно с регистрацией суммарного ГК позволяет представить концентрацию всех радиоактивных элементов (урана, тория и калия) в исследуемой горной породе.

В практике проведения ГИС в основном применяют зонды для регистрации суммарного спектра гамма-излучения.

- может быть использован в обсаженных и необсаженных скважинах с любым типом раствора или без раствора;

- коррелируется с кривой ПС;
- имеет высокое разрешение по вертикали;
- может применяться в комбинации со многими методами.

4.3.5 Гамма-каротаж спектрометрический (СГК)

Спектрометрия естественного гамма-излучения заключается в получении аппаратурных спектров гамма-излучения на одно- или многократном гамма-спектрометре (СГК-1024). *Первичный спектр* естественного гамма-излучения пород дает представления о распространении его интенсивности по энергиям и содержит характерные максимумы, соответствующие определенным радиоактивным изотопам. *Аппаратурный спектр* гамма-излучения породы отмечает максимум наиболее интенсивной линии первичного спектра, соответствующие энергиям 0,6 и 1,8 МэВ для радия; 0,9; 1,6 и 2,6 МэВ для тория; 1,46 МэВ для калия. Наличие отдельных максимумов дает количественное представление о содержании в породе радия Ra (или урана U), тория Th и калия K выполняют на основе анализа дифференциальных спектров естественного гамма-излучения, полученных в скважине против исследуемой породы при неподвижном приборе. *Дифференциальный спектр* характеризует интенсивность I_γ естественного гамма-излучения в заданном диапазоне энергии ΔE , причем каждый диапазон исследуется отдельным каналом.

Результаты исследований аппаратура СГК представляют в виде трех кривых, характеризующих изменение по разрезу скважины содержания в породе урана, тория, калия (K^{40}) в $\% \cdot 10^{-6}$. Эти кривые анализируют совместно с интегральной кривой ГМ, учитывая при этом показания других методов ГИС.

С помощью СГК решают различные задачи при поисках, разведке и контроле разработки месторождений нефти и газа, среди которых отметим следующие.

1. Детальное литологическое расчленение разрезов, представленных терригенными, карбонатными, вулканогенно-обломочными, магматическими породами. Выделение надежных реперов и корреляция разрезов.

2. Выделение плотных в карбонатных породах зон трещиноватости в интервалах повышенного содержания урана при низком содержании тория и калия и отсутствия показаний других методов ГИС на присутствие глинистого материала.

3. Определение минерального состава глинистых пород по отношению Th/K, прогноз содержания в породе разбухших глинистых минералов.

4. Оценка ресурсов органического углерода в битуминозных глинистых нефтематеринских толщах зон трещиноватости.

5. Контроль перемещения ВНК на нефтяном месторождении в процессе разработки, разделение продуктивного коллектора на участки заводненных и не охваченных разработкой, установление интервалов затрубной циркуляции жидкости в эксплуатационных скважинах.

4.3.6 Локатор муфт

Данный метод основывается на записи магнитной проводимости металла в бурильных трубах, обсадных колонн, а так же насосно-компрессорной трубы при нарушении их целостности (рис 2.7).

Аппаратура. Датчик локатора муфт представлен в виде дифференциальной магнитной системы. Он состоит из катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, с помощью которых создается постоянное магнитное поле. Катушка располагается между этими магнитами. Полюсы этих магнитов направлены друг на друга. Прибор помещается в противомангнитный корпус. В следствии чего, катушка находится в магнитном поле, созданная постоянными магнитами.

В скважине напряженность магнитного поля, проходящая через индуктивную катушку, зависит от сопротивления цепи магнитного провода, в которую погружают обсадную колонну. При смещении локатора по колонне в месте где целостность нарушена происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование ЭДС в измерительной катушке.

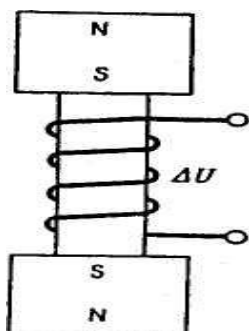


Рис. 2.7. Электрическая схема локатора муфт перфорации муфт.

перфорации;

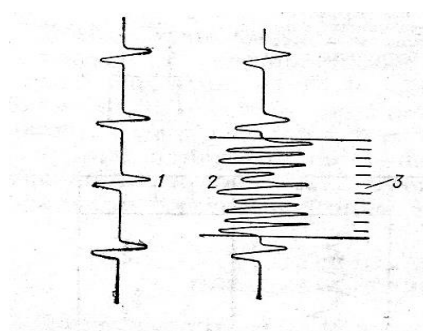


Рис. 2.8. Определение интервала

обсадной колонны по кривой локатора

1,2 – кривые локатора муфт до и после

3 – интервал перфорации

В активном локаторе муфт содержится две катушки (рис 2.8.), каждая из них имеет две обмотки (возбуждающую и приемную). При воздействии магнитного поля, которое генерируется подачей переменного напряжения на обмотки, в приемных обмотках возникает переменное напряжение, зависящее от магнитных свойств окружающей среды.

По разности напряжений можно судить о целостности колонны и определить соединительные муфты.

Метод локации муфт в основном применяют:

- Для определения замковых соединений бурильных труб;
- определения положений муфтовых соединений обсадной колонны;

- для подтверждения показаний других приборов к положению муфт;
- сопоставление данных нескольких приборов;
- уточнение глубины спуска насосно-компрессорных труб;
- определение текущего забоя скважины;
- определение интервала перфорации и выявления мест нарушения обсадных колонн.

4.3.7 Термометрия

ТМ методом можно изучить изменение температуры по стволу скважины. Использование этого метода обусловлено связью температуры в скважине и тепловыми свойствами пород.

Наличие теплового поля Земли вызывает непрерывное повышение температуры горных пород с увеличением глубины из залегания, которое характеризуется геотермической ступенью и геотермическим градиентом. Геотермическая ступень G представляет собой расстояние в метрах, при углублении на которое температура горных пород возрастает на 1 К. Геотермическим градиентом Γ называется скорость роста температуры с глубиной:

$$\Gamma = T/H$$

Существуют **методы естественного и искусственного полей**.

Методом естественного теплового поля изучают температуру горных пород, которая была до вскрытия скважиной.

Методом искусственного теплового поля изучаются процессы теплообмена между скважиной и горной породой. Скорость нагревания или остывания промывочной жидкости в скважине зависит от температурной проводности горных пород. По искусственному тепловому полю возникающему также и в скважине, можно выделить нефть, газ, водоотдающие интервалы.

В процессе бурения скважины, температура пород, в интервале этой скважины, может отличаться от той температуры, которая была зафиксирована до бурения. Измеряя температуру в простаивающей долгое время скважине, можно определить естественную температуру пород, поскольку при длительном простое температура приближается к первоначальной, что позволяет изучить распределение естественного теплового поля Земли. Основным источником тепла в Земле является распад радиоактивных элементов. Тепло в земле всегда направлено снизу вверх и температура монотонно повышается с глубиной.

Обнаружение и исследование аномалий термограммы, обусловлены тепловыми полями, позволяющие выделить пласты, которые обладают особенностями перечисленными выше, определить их мощность.

Высококчувствительная термометрия

Во время забора нефти из пластов или закачки в них воды производится контроль за изменением теплового поля залежи, для этого сравнивают термограммы исследованной скважины с геотермой. В основном температура пластовой воды выше нагнетаемой, и подход теплового фронта отображается на термограммах напротив заводняемых пластов отрицательными температурными аномалиями. По мере охлаждения напротив пласта образуется ярко выраженная отрицательная аномалия.

В стволе действующей добывающей скважины, распределение температуры основано на трех факторах:

-теплообменом восходящего потока жидкости с окружающими ствол скважины горными породами;

-дроссельным эффектом;

-калориметрическим смешиванием жидкости, движущейся в скважине, с жидкостью, поступающей из пластов с различной начальной температурой.

Самое простое - это тепловое поле в необводненной добывающей скважине с одним отдающим интервалом. Во время работы такой скважины в ней возникает дроссельный эффект и появляется смещение температурной кривой по сравнению с геотермой.

В скважине с несколькими перфорированными интервалами поступление жидкости из верхних пластов приводит к показаниям в виде скачкообразной термограммы в результате калориметрического смещения двух потоков – восходящего и притекающего из пластов.

Данные термометрии позволяют:

1. Определять интервалы притока и приемистости пластов.
2. Оценивать дебиты и пластовые давления эксплуатируемых пластов в интервалах смешивания для однофазных однородных флюидов.
3. Оценивать относительные приемистости отдельных поглощающих интервалов в нагнетательных скважинах.
4. Выявлять межпластовые перетоки по стволу скважины.
5. Контролировать различные процессы в пластах (воздействия).
6. Выявлять заколонные перетоки флюидов.
7. Исследовать герметичность обсадных колонн и лифтовых труб.

Скважинные термометры

Для непрерывного измерения температур в скважине используются электрические термометры сопротивления. С помощью считывающих элементов (резисторов), которые изготавливают из материалов с большим температурным коэффициентом, меняющие свое

электрическое сопротивление при изменении температур. Чувствительные элементы помещаются для их механической защиты в металлические трубки.

Аппаратура комплексная КСП16М2-38-120/60 (табл. 4.3)

Предназначен для геолого-технического контроля за разработкой нефтяных месторождений.

Применяется для сбора и передачи телеметрической информации о температуре, давлении, влагосодержании и удельной электропроводности жидкости, магнитной неоднородности (локация муфт), термокондуктивной индикации притоков, естественной гамма-активности горных пород, шумометрии и расходомерии.

Таблица 4.3

Технические характеристики скважинного прибора КСП16М2-38-120/60

Габаритные размеры скважинного прибора	
Диаметр, мм	38
Длина, мм	1200
Масса не более, кг	8
Технические характеристики	
Сила тока питания:	
В режиме спектрального шумомера, мА	160
В режиме отключенного нагревателя, мА	200
В режиме включенного нагревателя, мА	300
Рабочий диапазон температуры, °С	-50 до +50
Относительная влажность воздуха, %	80
Диапазон измерения температуры, °С	5-120± 1
Диапазон измерения давления, МПа	0-60±0,4
Диапазон измерения шума, дБ	40-80
Диапазон измерения удельной электрической проводимости, См/м	0,05-50

5 Методические вопросы

5.1 Методика и техника проектных геофизических работ

К скважным исследованиям допускаются только лишь каротажные станции и приборы, прошедшие калибровку в специализированных службах геофизических предприятий, которые аккредитованы на проведение калибровки приборов.

1. Подготовительные работы проводятся на стационарных базах предприятия и непосредственно уже на исследуемой скважине перед проведением ГИС.

2. Перечень работ на геофизической базе:

- получают наряд-заказ на геофизические работы;
- ознакомились с материалами по скважине с которой предстоит работать и получают файлы и копии данных с твердых носителей, необходимые для выполнения работ;
- получают скважинные приборы, расходные материалы, и источники радиоактивных излучений, проверяется комплектность и исправность оборудования;
- получают файлов с записями калибровок и сведений об исследуемом объекте, включая файлы априорных данных, в базу данных каротажного регистратора.

3. после прибытия на исследуемый объект, персонал каротажного отряда выполняет подготовительные операции:

- Проводится проверка подготовленности скважины к исследованиям и работам, подписывается акт о готовности объекта к исследованиям;
- проверяется верность задания и уточняется его с представителем добывающей организации;
- устанавливается каротажный подъемник в пределах 25-40 м от устья скважины; останавливается и закрепляется подъемник, подкладываются клинья под его колеса; крепятся датчики натяжения и глубины на выносной консоли;
- заземляется лаборатория и подъемник, заземляющими устройствами с сопротивлением не превышающим 4 Ом;
- станция подключается к сети переменного тока, находящейся на скважине или же к генератору при необходимости;
- с барабана лебедки отматываются первые витки кабеля так, чтобы концов хватало для подключения к наконечнику прибора;
- в направляющий и подвесной ролики заводится кабель;
- направляющий ролик крепится на специальное крепление, которое закреплено на буровой установке;
- на направляющем ролике устанавливается датчик глубины, прошедший проверку и калибровку;

- подвесной блок и датчик натяжения подвешивается через штопор в вертящемся механизме. Все узловые крепления подвисных блоков должны быть проверены на стендах;
- подвешивают первый скважинный прибор или сборку приборов, проверяется на работоспособность и опускается прибор. Подъем прибора и спуск производятся при помощи каротажного подъемника;
- на регистраторе и панели контроля в подъемнике устанавливаются нулевые показания глубины с расчетами расстояний от точек глубин до скважинного прибора.

5.1.1 Проведение геофизических работ

1. Геофизические исследования -это последовательно выполнены процедуры или операции, обеспечивающие получение данных об исследуемом объекте, которые в дальнейшем применяются решения поставленных геологических задач. В нее включены:

- Наборы скважных приборов и модулей;
- проверка приборов;
- обработка полученных данных;
- калибровка приборов перед началом исследований;
- начало работ спуск-подъем для получения информации;
- калибровка приборов после проведенных работ.

Выполненная работа фиксируется протоколом и заносится на жесткий диск, все данные находятся на носителе и содержат всю информацию по исследуемой скважине: номер спуско-подъемных работ, названия и номера работающий приборов, фиксируемое время начала и окончания измерений.

2. Выбор прибора которым будут проводится исследования:

- совместимость методов при одновременном проведении работ;
- осмотр разъемов на возможность соединений сборок между собой;
- выбирается оптимальная скорость для записи полученной информации.

Выбор приборов согласуется недропользователем и предприятием-заказчиком с расчетом на все геолого-технические условия на всех исследуемых объектах и отмечается в заказ-наряде.

3. Описательная часть (заголовки) исследуемого объекта должна содержать следующую информацию:

- наименование недропользователя и производителя работ;

- дату проведения и сведения об объекте исследований, включая название месторождения (площади), номер и категорию скважины, ее альтитуду, интервал исследуемых глубин, назначение исследований (промежуточные, окончательные, привязочные);
- геолого-технические условия в скважине – номинальный диаметр скважины, ее общую глубину (глубину промежуточного или искусственного забоя), диаметр и глубину спуска последней обсадной колонны, диаметр и положение башмака НКТ;
- тип лубрикатора и устьевое давление при проведении ПГИ;
- тип и свойства жидкости, заполняющей скважину;
- типы и номера каротажных подъемника и лаборатории (регистратора), сведения о геофизическом кабеле – его типе, длине, ценах контрольных и последней магнитных меток;
- конструкции сборок приборов и самих приборов, включая их типы и номера;
- используемые источники радиоактивных излучений и места их размещения в приборе;
- положения точек записи отдельными модулями относительно головки сборки и точки начала отсчета глубин;
- шаг квантования и скорость записи;
- фамилии должностных лиц, выполнивших исследования.
-

4. Последовательность действий при проведении спуско-подъемных операций и регистрации первичных данных должна обеспечить безопасный спуск и подъем приборов и их сборок в скважине и проведение измерений во время подъема, если технология работы с данным скважинным прибором или технология решения конкретной задачи не предусматривает других вариантов.

5. Спуск приборов производят под действием привода лебедки каротажного подъемника, массы кабеля и прибора со скоростью не более 5000 м/ч. спуск сборок ведут со скоростью не более 4000 м/ч.

Регулирование скорости спуска осуществляется тормозом барабана лебедки или программно, если работы выполняются с использованием каротажного подъемника с гидро- или электроприводом. При спуске не допускается резкое торможение барабана лебедки во избежание соскакивания с него витков кабеля. Не рекомендуется проводить спуск при выключенном двигателе подъемника.

6. Движение приборов на спуске контролируется по натяжению (провисанию) кабеля, датчику натяжения и по изменению на экране монитора значений величин, измеряемых

приборами. Допускается выполнять во время спуска операции контроля режимов работы скважинных приборов, проводить контрольные записи против опорных горизонтов и т.п.

7. При затрудненном спуске скважинных приборов, обусловленной вязкой промывочной жидкостью, наличием в скважине сальников и уступов, допускается увеличение массы приборов за счет закрепляемых снизу специальных грузов. При наличии в скважине уступов целесообразно увеличение длины груза.

В особо сложных случаях, по согласованию с недропользователем, приборы спускают в исследуемый интервал через бурильные трубы со скоростью не более 2000 м/ч при условии, что внутренний диаметр труб должен быть больше внешнего диаметра приборов не менее чем на 10 мм.

8. За 50 м до забоя скважины скорость спуска прибора необходимо уменьшить до 250 м/ч и задействовать привод лебедки.

Перепуск кабеля в скважину не должен превышать 2-5 м. Во избежание прихвата прибора или залипания геофизического кабеля стоянка приборов на забое не должна превышать 5 мин. Иное значение допустимого времени стоянки определяется техническим состоянием ствола скважины и заблаговременно устанавливается соглашением между геофизическим предприятием и недропользователем.

Длительность технологических остановок приборов для проведения исследований (например, для отбора проб пластовых флюидов или образцов пород) устанавливают соглашением между геофизическим предприятием и недропользователем.

9. Подъем приборов в исследуемом интервале ведут со скоростью, не превышающей максимально допустимую хотя бы для одного из модулей сборки. При прохождении сужений в стволе скважины (башмак обсадной колонны или НКТ, сальники, толстые шламовые корки) и за 50 м до устья скважины скорость подъема приборов уменьшают до 250 м/ч.

10. Подъем приборов и их сборок за пределами исследуемых интервалов ведут со скоростью не более 5000 м/ч.

11. Во время подъема приборов ведут непрерывный контроль за натяжением кабеля. При увеличении натяжения до значения, которое составляет половину от разрывного усилия кабеля, подъем прибора (сборки) приостанавливают. Работы продолжают далее,

руководствуясь требованиями, предъявляемыми для предотвращения и ликвидации осложнений и аварий в скважине.

12. Формируют рабочие файлы, содержащие заголовки, результаты периодической и полевой калибровок, первичные данные измерений для следующих записей:

- основной – в пределах исследуемого интервала и обязательного перекрытия с предыдущим интервалом измерений длиной не менее 50 м;

- повторной – длиной 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний. В пределах интервала повторной записи должно находиться не менее 2 магнитных меток глубин. Для интервалов исследований протяженностью менее 100 м повторное измерение проводят по всей длине интервала;

- контрольной – длиной 50 м в интервалах, позволяющих оценить качество выполненных исследований. Такими интервалами являются, например, для электрических и электромагнитных методов – вход в обсадную колонну, для акустических – незацементированный участок обсадной колонны и т.п. В пределах этого интервала должно находиться не менее 2 магнитных меток глубин.

13. Дискретность регистрации данных по глубине для общих и детальных исследований должна составлять 0,2 м. Исследования микрометодами – МК, МБК, микроавернометрии и наклонометрии, - а также исследования скважин, находящихся в эксплуатации, и специальные исследования в открытом стволе выполняют с дискретностью 0,1 или 0,05 м.

5.1.2 Первичное редактирование и контроль данных

1. Первичное редактирование данных выполняют непосредственно на скважине. Оно включает:

- увязку электронных и магнитных меток в рабочих файлах одной спуско-подъемной операции;
- увязку по глубинам данных, зарегистрированных при разных спуско-подъемах;
- совмещение точек записи разных приборов (модулей) по глубине;
- придание кривым масштабов, выраженных в физических единицах;
- формирование для каждого метода единого файла недропользователя.

2. Если при первичном редактировании будут установлены сбои и недостатки регистрации, снижающие качество первичных данных какого-либо метода, то исследования этим методом выполняют повторно.

5.1.3 Методика скважинных измерений аппаратуры серии АИНК

Требования к измерительным зондам ИИНК:

- нормируемыми метрологическими характеристиками являются макросечение захвата тепловых нейтронов (Σ_a) и коэффициент водонасыщенной пористости (кп), которые рассчитывают по измеренным скоростям счета импульсов;
- диапазоны определения Σ_a и кп – 7,4-22,2 е.з. и 1-40% соответственно;
- среднеквадратические случайные погрешности определения Σ_a не более $\pm 2,5\%$, кп – не более $\pm 2\%$;
- систематические погрешности определений Σ_a не более $\pm 2,5\%$, кп – не более $\pm 1,5\%$;
- дополнительные погрешности определений макросечения захвата, вызванные изменением нейтронного выхода излучателя, температуры окружающей среды и напряжения питания не более $\pm 2\%$ для каждой изменяющейся величины;
- дополнительные погрешности определений пористости при изменении тех же величин – не более $\pm 1\%$.

Первичные, периодические и полевые калибровки ведутся согласно требованиям эксплуатационной документации.

Скважинные исследования включают два этапа: оценочный и основной. Оценочные измерения проводят в нижней части разреза в водонасыщенном пласте с целью проверки работоспособности прибора и наземной панели, определения скорости проведения основных измерений в зависимости от статистической погрешности измерения. Время накопления одного кванта по глубине подбирают скоростью проведения каротажа таким образом, чтобы статистические погрешности измерения Σ_a и кп не превышали заданный уровень, регламентируемый эксплуатационной документацией на конкретную аппаратуру.

В случае, если подъемник не обеспечивает требуемую скорость подъема прибора, определяют количество необходимых рейсов основных измерений. При однократном измерении скорость каротажа не должна превышать 150 м/ч.

Дополнительные критерии: основные, повторные и контрольные кривые должны повторяться по конфигурации, а систематические погрешности не должны превышать $\pm 2,5\%$ (отн) для макросечения захвата нейтронов и $\pm 1,5\%$ (абс) для пористости.

Работа на скважине с АИНК-43

1. Перед началом работы в случае, если аппаратура транспортировалась при температуре ниже 0°C , аппаратуру следует выдержать при комнатной температуре в течение 2 часов.

2. Произведите сборку секции излучателя нейтронов и секции блока регистрации.
3. На мостках подсоедините к прибору кабельный наконечник, предварительно установив в разъем (1 контакт) штырек.
4. Поднимите скважинный прибор над устьем скважины.
5. Опуская прибор в скважину, установите кабельный наконечник на “ноль” глубины.
6. Установите счетчик глубины на 0 и введите цену магнитной метки.
7. Произведите спуск скважинного прибора на глубину ~ 5 м для исключения облучения обслуживающего персонала.
8. Укажите в окне “Выбор прибора” в списке “Контроль за разработкой” требуемый прибор (АИНК-43) и номер скважинного прибора. При работе с АИНК-43 не требуется ввод калибровок.
9. Проконтролируйте наличие сигнала со скважинного прибора на экранном осциллографе. Значения уровня компарации должны быть установлены не менее $1/3$ уровня сигнала (рис.2.7.).
10. Проверить параметры на «ИСТОК-1»: 130В, при потребляемом токе около 45мА (после подачи питания прибор находится в режиме «Тест» т.е. генератор нейтронов выключен).
11. Проконтролировать на экранном осциллографе форму тест сигнала в окнах «спектр 1» и «спектр 2» (Рис 2.9.). Если тестовый сигнал искажен, рекомендуется поднять уровень компарации до $1/4$ уровня сигнала с прибора.



Рис. 2.9 Форма тест-сигнал

12. В окне «Скважинный прибор» выполнить команду «Работа» и проверить переключение прибора в рабочий режим. При этом напряжение на «ИСТОК-1» должно возрасти до 150В, а потребляемый ток до 150-220мА.

13. В окне «Осциллограф» проверить наличие сигналов «Спектр 1» и «Спектр 2» (см. рис 2.10. и 2.11.).

14. В окне «Скважинный прибор» выполнить команду «Тест» и проверить переключение прибора в тестовый режим. При этом напряжение на «ИСТОК-1» должно снизиться до 130В, а потребляемый ток до 45 мА.



Рис. 2.10 Сигнал спектр 1



Рис. 2.11 Сигнал спектр 2

15. Спустите скважинный прибор на подошву заявленного интервала. Скорость спуска должна быть не более 4000 м/ч.

16. Переключите прибор в рабочий режим (пп. 12-13 данной инструкции).

17. Произведите регистрацию данных при подъеме прибора в заявленном интервале. Скорость регистрации в интервале не должна превышать 60-70 м/ч.

18. В заявленном интервале произведите контрольную запись (не менее 50 м) в соответствии с п.17.

19. По окончании записи переведите прибор в режим «Тест» в соответствии с п. 14.

20. Отключите скважинный прибор в соответствии с п.12. главы «Инструкция по проведению работ на станции Мега /Проведение ГИС/».

21. Просмотр, предварительная обработка и вывод на печать зарегистрированного материала производится в соответствии с пп.13-15 главы «Инструкция по проведению работ на станции Мега /Проведение ГИС/».

22. При экспорте материала в RAP-файл кривые SPC экспортируются обязательно отдельно, т.е. создаются два файла - в первом INT1, INT2, T1, T2, T11, T12, T21, T22; во втором SPC1 и SPC2 (см п. 13 главы «Инструкция по проведению работ на станции Мега»).

23. Подъем прибора на поверхность должен производиться со скоростью не выше 4000 м/ч.

24. До извлечения прибора из скважины необходимо выждать не менее 30 мин для спада наведенной радиоактивности до уровня естественного фона.

25. После извлечения прибора из скважины отсоединить кабельный наконечник. Отсоединить секцию излучателя нейтронов от секции блока регистрации, надеть транспортировочные колпаки и уложить обе секции с транспортировочную тару.

ПРИМЕЧАНИЕ: В связи с ограниченным ресурсом работы импульсного генератора нейтронов не рекомендуется оставлять прибор в режиме «Работа» на длительное время без необходимости.

Методика скважинных измерений аппаратуры серии АИМС-СП

12. В окне «Скважинный прибор» выполнить команду «Работа» и проверить переключение прибора в рабочий режим. При этом напряжение на «ИСТОК-1» должно возрасти до 150В, а потребляемый ток до 150-220мА.

13. В окне «Оциллограф» проверить наличие сигналов «Спектр 1» и «Спектр 2» (см. рис 2.10. и 2.11.).

14. В окне «Скважинный прибор» выполнить команду «Тест» и проверить переключение прибора в тестовый режим. При этом напряжение на «ИСТОК-1» должно снизиться до 130В, а потребляемый ток до 45 мА.



Рис. 2.10 Сигнал спектр 1



Рис. 2.11 Сигнал спектр 2

15. Спустите скважинный прибор на подошву заявленного интервала. Скорость спуска должна быть не более 4000 м/ч.

16. Переключите прибор в рабочий режим (пп. 12-13 данной инструкции).

17. Произведите регистрацию данных при подъеме прибора в заявленном интервале. Скорость регистрации в интервале не должна превышать 60-70 м/ч.

18. В заявленном интервале произведите контрольную запись (не менее 50 м) в соответствии с п.17.

19. По окончании записи переведите прибор в режим «Тест» в соответствии с п. 14.

20. Отключите скважинный прибор в соответствии с п.12. главы «Инструкция по проведению работ на станции Мега /Проведение ГИС/».

21. Просмотр, предварительная обработка и вывод на печать зарегистрированного материала производится в соответствии с пп.13-15 главы “Инструкция по проведению работ на станции Мега /Проведение ГИС/”.

22. При экспорте материала в RAP-файл кривые SPC экспортируются обязательно отдельно, т.е. создаются два файла - в первом INT1, INT2, T1, T2, T11, T12, T21, T22; во втором SPC1 и SPC2 (см п. 13 главы “Инструкция по проведению работ на станции Мега”).

23. Подъем прибора на поверхность должен производиться со скоростью не выше 4000 м/ч.

24. До извлечения прибора из скважины необходимо выждать не менее 30 мин для спада наведенной радиоактивности до уровня естественного фона.

25. После извлечения прибора из скважины отсоединить кабельный наконечник. Отсоединить секцию излучателя нейтронов от секции блока регистрации, надеть транспортировочные колпаки и уложить обе секции с транспортировочную тару.

ПРИМЕЧАНИЕ: В связи с ограниченным ресурсом работы импульсного генератора нейтронов не рекомендуется оставлять прибор в режиме «Работа» на длительное время без необходимости.

Методика скважинных измерений аппаратуры серии АИМС-СП

Регистрируемые и первичные расчетные параметры. Аппаратура серии АИМС обеспечивает регистрацию параметров:

- потока гамма-излучения неупругого рассеяния и гамма-излучения радиационного захвата нейтронов в виде амплитудно-временных аппаратурных спектров;
- температуры прибора в блоке электроники и блоке генератора нейтронов;
- технологических параметров генератора нейтронов;
- технологических параметров спектрометрического канала.

В процессе каротажа с целью контроля проводимых измерений формируется ряд первичных расчетных параметров.

Дискретность записи данных по глубине и скорость каротажа определяются мощностью пласта H_{min} , подлежащего количественной обработке.

Дискретность регистрации данных по глубине должна обеспечивать не менее 5 точек на пласт, подлежащий количественной обработке.

Скорость каротажа должна обеспечивать величину статистической погрешности первичных расчетных параметров RCOR, RLIR, RCAS, CIR, OIR, SIIR и CAIR, приведенную к пласту мощностью H_{min} , не более 1%.

RCOR – отношение C/O по спектру ГИНР,

RLIR – отношение Ca/Si по ГИНР,

RCAS – отношение основное Ca/Si по спектру ГИРЗ,

CIR – скорость счета в энергетическом окне углерода в спектре ГИНР,

OIR - скорость счета в энергетическом окне кислорода в спектре ГИНР,

SIIR - скорость счета в энергетическом окне кремния в спектре ГИНР,

CAIR - скорость счета в энергетическом окне кальция в спектре ГИНР.

При мощности пласта, подлежащего количественной обработке, не менее $1 \div 1.5$ м и выходе нейтронной трубки, обеспечивающем скорость счета в интегральном канале захватного гамма-излучения STCR (суммарная скорость счета в спектре ГИРЗ) не менее $15000 \div 20000$ имп/сек, скорость проведения каротажа не должна превышать $55 \div 60$ м/час. При этом рекомендуемое число проходов (число записей в интервале исследования) должно быть равно двум. Повышение точности проводимых измерений достигается путем снижения скорости каротажа и/или увеличения количества проходов.

Повышение детальности исследований достигается уменьшением шага дискретизации по глубине при одновременном снижении скорости каротажа. Рекомендуемые значения выбираются из ряда 10, 20 см.

5.2 Интерпретация геофизических данных

5.2.1 Интерпретация данных ИННК

Традиционная интерпретация данных ИННК для определения характера насыщения изучаемого пласта базируется на использовании опорного пласта. При однократных исследованиях к опорному пласту предъявляются следующие требования: характер насыщения должен быть известным и неизменным; литология должна быть аналогична литологии изучаемой залежи; величина декремента затухания $\lambda_{ск.опорн.}$ постоянна и близка к $\lambda_{ск}$ изучаемого пласта. Форма полученного распределения $\tau_{п}$ характеризует состояние выработки пласта в целом. Анализ формы распределения выполняется путём сравнения её с формой распределения в опорных пластах. На основании проведённого анализа определяются граничные значения $\tau_{п}$ и $\tau_{вп}$ с использованием которых разделяют насыщенность коллекторов. Недостатками данного метода являются: сложность пбора, в отдельных случаях (Юра, Ачимовская пачка, Баженовка и др.), опорного пласта; неоднозначность принятых граничных значений τ , связанную с необходимостью получения значительного объёма информации о величинах времени жизни тепловых нейтронов по разрабатываемым залежам по результатам освоения скважин; субъективность интерпретатора при учёте влияния литологии пласта.

Метод опорных пластов с учётом минералогического состава г/п – реализация данной методики предполагает интерпретацию данных ИННК и данных первичного каротажа в открытом стволе.

Используемые входящие данные: ГКфон, ННКт, ПС, БК, ГКповт, термометрия, ИННК (τ б.з. на временных задержках 256мкс и 512 мкс).

Обработка входящих данных производилась в системе Гинтел 2002 с использованием элементов петрофизического моделирования следующими этапами:

1) интерпретация данных открытого ствола (оценка резервуара):

- определение компонентного состава г/п;
- определение открытой пористости (ННК-ПС);
- построение объёмной модели;
- выделение коллекторов.

Выделение пористо-проницаемых пластов в интервале исследований с использованием качественных признаков коллектора: отрицательная аномалия на кривой ПС, снижение скорости счёта на кривой ГК. Коэффициент пористости (Кп) рассчитывался по нейтронному каротажу с учетом глинистости и по ПС. Коэффициент глинистости (Кгл) рассчитывался по зависимости Ларионова (по ГК).

2) определение текущего насыщения пластов-коллекторов производится путём анализа соотношения декремента затухания (по ИННК) с синтетическими кривыми водонасыщенной и нефтенасыщенной г/п:

- декремент затухания породы определяется по ИННК;
- расчётные декременты водонасыщенной и нефтенасыщенной породы определяются с использованием справочных коэффициентов (декременты затухания плотности тепловых нейтронов в скелете породы и глинах) для типовых пород (по данным Э.Г. Урманова), проектных показателей по месторождению (плотность воды, пластовой нефти, минерализация, пластовое давление, температура, газовый фактор) и открытой пористости по ННК (ПС).

Наиболее сложной задачей при реализации данного алгоритма обработки является учёт вещественного состава пород изучаемых продуктивных пластов для оценки величин и вариаций $\lambda_{ск}$. Уточнение элементного состава изучаемых пород, наличие элементов с аномальными сечениями захвата (В, Cl) и их распределения в породе требует лабораторных исследований на представительной выборке керна изучаемых пластов, что не всегда выполнимо.

В неглинистых коллекторах влияние данных элементов минимально, что позволяет при интерпретации использовать среднее значение скелета для каждого типа пород.

Определение декремента затухания плотности тепловых нейтронов возможно расчетным путем для различных типов нефти с учетом пластовых условий. Для вод различных минерализаций наиболее простым способом являются прямые измерения в баке с водой.

5.2.2 Интерпретация данных С/О каротажа

Процесс интерпретации данных С/О каротажа подразделяется на три основных этапа: первичная обработка, подготовительная обработка и окончательная корректировка и анализ выходных данных.

1. Первичная обработка – получение «чистых» спектров ГИНР и ГИРЗ состоит из следующих операций:

- 1) Подготовка файлов регистрации к обработке.
- 2) Контроль качества входных данных.
- 3) Стабилизация и привязка энергетической шкалы.
- 4) Определение границ временных окон интегрирования.
- 5) Получение «чистых» спектров ГИНР и ГИРЗ.

2. Подготовительная обработка - получение геофизических параметров С/О-каротажа, состоит из следующих операций:

1) Определение границ энергетических окон для расчета отношений скоростей счета COR, LIRI, CASI.

COR - отношение С/О по спектру ГИНР нормализованное,

LIRI – отношение Ca/Si по спектру ГИНР нормализованное,

CASI – отношение основное Ca/Si по спектру ГИРЗ нормализованное.

- 2) Расчет отношений.
- 3) Расчет параметра пористости и кажущегося времени жизни тепловых нейтронов.
- 4) Учет влияния условий измерения (корректировка отношений)
- 5) Корректировка COR и CASI для расчета нефтенасыщенности, в том числе и по опорному пласту.
- 6) Определение вещественного состава исследуемого разреза.
- 7) Определение массового содержания углерода или кажущейся нефтенасыщенности пласта по углероду.
- 8) Определение кажущейся нефтенасыщенности пласта по хлору с использованием его относительного массового содержания.
- 9) Определение кажущейся газонасыщенности пласта с использованием параметра пористости по С/О-каротажу.

3. Окончательная корректировка и анализ выходных данных.

Контроль качества данных рекомендуется проводить в формате визуализации по трем основным направлениям: контроль работы генератора быстрых нейтронов, контроля измерительной системы скважинного прибора, контроль работы приема-передачи данных.

Контроль работы генератора заключается в просмотре на всем интервале записи (визуальный контроль) формы вспышки и технологических кривых. Стабильная работа генератора нейтронов заключается в неизменности длительности и геометрической формы вспышки.

Контроль ведется визуально в режиме просмотра данных по глубине. Геометрическая форма вспышки должна быть неизменна на всем интервале записи. Запись, проведенная с таким генератором нейтронов, считается неудовлетворительной.

Контроль работы измерительной схемы осуществляется путем визуального контроля картинки временного и энергетического спектра на кванте записи. Временной спектр должен отражать закономерное поведение поля наведенного гамма излучения.

Углеродно-кислородный каротаж обеспечивает получение огромного объема информации в каждой точке исследования, обязательным и важным этапом является первичная обработка регистрируемых спектров, отражающих элементный состав изучаемой среды. На этом этапе проводятся просмотр зарегистрированных спектров, их корректировка, если возникает в этом необходимость, и обработка полных спектров ГИНР и ГИРЗ с целью идентификации характерных фотопиков, расчета энергетических масштабов для каждого спектра, спектральных потоков по заданным энергетическим окнам от ядер углерода, кислорода, кремния, кальция, хлора и некоторых других основных элементов, а также аналитических параметров, главными из которых являются отношения C/O и Ca/Si . Результаты обработки представляются в виде LAS-форматов, которые в дальнейшем используются при интерпретации совместно с результатами, полученными по другим методам каротажа. Для первичной обработки данных C/O -каротажа используется программное обеспечение.

Подход к качественной оценке наличия или отсутствия нефтенасыщенности пласта традиционен и заключается в нормализации кривых отношений C/O и Ca/Si в водоносных или глинистых пластах. В песчано-глинистых разрезах, нормализация кривых в глинистых породах ненадежна. В этом случае необходим контроль за составом глин, а также за состоянием ствола скважины, так как в кавернах наблюдается инверсионный характер зависимости отношения C/O от диаметра скважины. Поэтому нормализация кривых отношений C/O и Ca/Si обязательно должна контролироваться результатами кавернометрии и спектрометрического гамма-каротажа. После того как были сопоставлены кривые C/O и

Ca/Si в водоносном или глинистом интервале (с учетом отмеченных ограничений) по превышению кривой C/O над кривой Ca/Si судят о наличии нефти, причем степень превышения отражает увеличение нефтенасыщенности пласта.

Эффективность метода для разделения нефте- и водонасыщенных пластов, характеризуется сопоставлением спектров, зарегистрированных в модельных скважинах в пластах, представленных кварцевым песком с пористостью 37%, заполненных соответственно пресной водой и соляной, что идентично полностью водонасыщенному и нефтенасыщенному пластам (Рис. 3). Чувствительность метода к нефтенасыщенности составляет 22-25% и определяется отношением эффектов C/O на нефте- и водонасыщенном кварцевом песке.

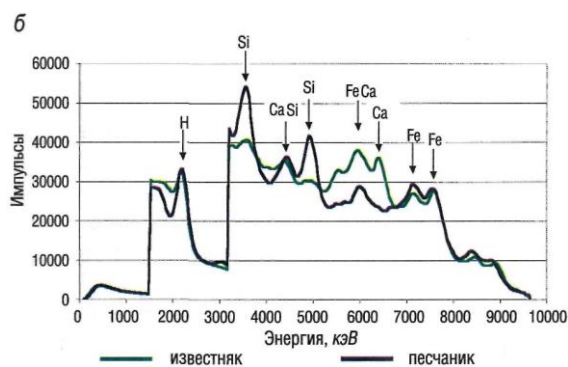


Рис. 2.13. Спектры гамма-излучения неупругого рассеяния (а) и радиационного захвата (б) различных сред

Количественная интерпретация результатов C/O-каротажа основана на взаимосвязи отношения C/O с пористостью пород, линейной в области реальной пористости коллекторов, что

подтверждается данными физического моделирования зарубежных исследователей. Определение текущей нефтенасыщенности по зарегистрированным аппаратурой C/O-каротажа спектрам ГИНР и ГИРЗ может быть выполнено несколькими путями. Все схемы обработки базируются на возможности представления регистрируемого аппаратурой спектра суперпозицией спектров отдельных элементов, составляющих породу, скважину, прибор и объемных компонент. Наиболее распространенными являются расчеты нефтенасыщенности по нормализованным кривым $\langle C/O \rangle_{\text{ГИНР}}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР}}$ либо приращению кривой $\langle C/O \rangle_{\text{ГИНР}}$, являющихся отношением скоростей счета, полученных интегрированием спектра неупругого гамма-излучения $S_{\text{ГИНР}}(E)$ в энергетических окнах, характерных для гамма-излучения неупругого рассеяния нейтронов на ядрах углерода J_C , кислорода J_O , кальция J_{Ca} и кремния J_{Si} .

Спектр неупругого рассеяния нейтронов $S_{\text{ГИНР}}(E)$ после очистки его от наложенного спектра радиационного захвата в наиболее информативной области (1,5-7,0 МэВ) главным образом определяется гамма-излучением кислорода, углерода, кремния, кальция и алюминия (табл. 5.1), как наиболее представленных элементов в терригенных породах. Поскольку содержание алюминия в глинах может достигать 10-15% массовых (табл. 5.1), а сечения неупругого рассеяния перечисленных выше элементов отличаются слабо, то вклад

гамма-излучения алюминия (3,80 МэВ) в суммарный спектр даже в глинистых коллекторах незначителен.

Таблица 5.1

Массовые содержания некоторых элементов в основных породообразующих минералах

Минерал	Плотность, г/см	Массовое содержание элемента, %				
		O	C	Ca	Si	Al
Кальцит	2,71	47,95	11,99	40,06	-	-
Кварц	2,65	53,25	-	-	46,75	-
Полевой шпат	2,60	47,39	-	-	31,21	10,00
Доломит	2,87	52,01	13,02	21,75	-	-
Ангидрит	2,96	46,99	-	29,44	-	-
Уголь	1,40	-	92,30	-	-	-
Каолинит	2,62	55,77	-	-	21,77	20,91
Хлорит	2,72	51,82	-	-	15,17	9,72
Гидролюда	2,90	48,19	-	-	21,16	20,33
Монтмориллонит	2,40	53,27	-	-	31,19	14,98
Вода	1,00	88,99	-	-	-	-
Нефть	0,86	-	85,71	-	-	-
Газ	0,0007	-	75,01	-	-	-

Содержание кальция в коллекторах терригенных пород, как правило, не превышает 5%. В разрезах с высокой минерализацией пластовых вод есть небольшое мешающее влияние хлора (2,50 и 3,60 МэВ).

Известно несколько схем оценки нефтенасыщенности по данным ИНГКС-С/О. Наиболее распространенной является схема оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle_{\text{ГИНР}}$, в которой выражение для расчета коэффициента нефтенасыщенности выглядит следующим образом:

$$k_n = \Delta_{C/O} \frac{k_n \times (M_{O_{\text{вод}}} - M_{O_{\text{пес}}}) + M_{O_{\text{пес}}} + M_{O_{\text{фон}}}}{k_n \times (A_C / A_O) \times M_{\text{Снеф}} + \Delta_{C/O} \times M_{O_{\text{вод}}}}$$

где $\Delta_{C/O}$ - приведенное к нулю в водонасыщенном песчанике и исправленное за литологию отношение каналов углерода к кислороду; $M_{O_{\text{вод}}}$, $M_{O_{\text{пес}}}$ - массовое содержание кислорода в воде и песчанике; $M_{O_{\text{фон}}}$ - эквивалентное массовое содержание кислорода в фоновой составляющей излучения; k_n - пористость породы, A_O , A_C - некоторые коэффициенты, отражающие в том числе и чувствительность детектора в энергетическом интервале кислорода и углерода.

Другая известная оценка нефтенасыщенности коллекторов с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle_{\text{ГИНР}}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР}}$ предполагает, что для любого значения пористости пласта эффект влияния литологии на $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР}}$ линейно связан с эффектом влияния литологии на $\langle C/O \rangle_{\text{ГИНР}}$ некоторым коэффициентом γ при условии совмещения кривых $\langle C/O \rangle_{\text{ГИНР}}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР}}$ на водонасыщенном пласте. В этом случае по

текущему значению $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР}}$ определяется соответствующее ему минимальное значение

$$\langle \text{C/O} \rangle_{\min} = \langle \text{C/O} \rangle_{\text{ГИНРопор}} + \gamma (\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР}} - \langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНРопор}}),$$

где $\langle \text{C/O} \rangle_{\text{ГИНРопор}}$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНРопор}}$ есть значения $\langle \text{C/O} \rangle_{\text{ГИНР}}$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР}}$ приводящие к совмещению указанных кривых на водонасыщенном пласте. Тогда значение нефтенасыщенности будет определяться выражением $k_n = [\langle \text{C/O} \rangle - \langle \text{C/O} \rangle_{\min}] / D_{\text{COR}}$. Здесь D_{COR} есть разница значений $\langle \text{C/O} \rangle$ в нефте- и водонасыщенных пластах с пористостью оцениваемого коллектора.

Известным также является способ, когда значения нефтенасыщенности находят путем решения уравнения $A\vec{C} + \vec{J} + \vec{E}$,

где A - калибровочная матрица, $\vec{J} = (J_1, J_2, \dots, J_n)$ - число импульсов, зарегистрированных за единицу времени в каналах захватного и неупругого спектров в интервалах энергий $[E_{1,1}, E_{2,1}], \dots, [E_{1,n}, E_{2,n}]$, $\vec{C} = (C, O, Si, Ca)$ - определяемые содержания (массовые доли) углерода, кислорода, кремния, кальция и т. д., либо $\vec{C} = (V_{\text{неф}}, V_{\text{вод}}, V_{\text{пес}}, V_{\text{кар}})$ - определяемые объемные содержания нефти, воды, песчаника, карбонатов и т. д., \vec{E} - дисперсия случайной ошибки. Матрица A находится при калибровке аппаратуры.

При решении задачи по нахождению k_n использовался подход, представляющий комбинацию этих методов. Суть этого подхода рассмотрим на примере терригенных отложений. В этом случае порода рассматривается в 4-компонентной интерпретационной модели $V_{\text{пес}} + V_{\text{кар}} + V_{\text{гл}} + k_n = 1$, где $V_{\text{пес}}$, $V_{\text{кар}}$, $V_{\text{гл}}$ - объемные содержания песчаника, карбонатных примесей и глин соответственно; k_n - общая пористость породы (без учета пористости глин).

На первом шаге определяется содержание карбонатных примесей исследуемых пластов. Кривая "карбонатности" может быть как внешней информацией, то есть полученной по результатам интерпретации ранее записанного комплекса ГИС, так и получаемой путем разложения зарегистрированного аппаратурой С/О-каротажа спектра захватного гамма-излучения тепловых нейтронов. В реализованной схеме разложение выполняется в модели "фон, песчаник, известняк". Фон включает излучение прибора, жидкости в стволе скважины, обсадной колонны и цементного камня.

Дальнейшее решение задачи определения нефтенасыщенности выполняется по схеме, которая представляет собой комбинацию оценок с использованием нормализованных кривых $\langle \text{C/O} \rangle_{\text{ГИНР}}$, $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР}}$ и приращений кривой $\langle \text{C/O} \rangle_{\text{ГИНР}}$.

Поэтому следующим шагом в этой схеме является расчет ряда интегральных параметров (интегральных счетов ГИРЗ и ГИНР, сечения "захвата" нейтронов и др.) и кривых скоростей счета в энергетических окнах углерода (J_C), кислорода (J_O), кальция (J_{Ca} , $J_{CaГИРЗ}$), кремния (J_{Si} , $J_{SiГИРЗ}$) и др.

Полученные значения отношений $\langle C/O \rangle_{ГИНР}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$, принимая во внимание аддитивность указанных параметров относительно компонент объемной модели породы и наличия в разрезе интервала неразмытых глин, корректируются за глинистость.

В интервале "опорного" коллектора с известным насыщением (как правило, водоносного) проводится корректировка кривых $\langle C/O \rangle_{ГИНР}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$ на влияние пористости с учетом карбонатности породы.

В интервале опорного водоносного коллектора проводятся совмещение кривых $\langle C/O \rangle_{ГИНРиспр}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНРиспр}$ с учетом заданного интерпретатором остаточного насыщения и их нормализация, то есть выравнивание чувствительностей к литологии с учетом значений констант для аппаратуры АИМС-СП, полученных по данным модельных работ.

Текущая нефтенасыщенность рассчитывается как разность значений нормализованных кривых $\langle C/O \rangle_{ГИНРнорм}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНРнорм}$, отнесенная к разнице D_{COR} значений $\langle C/O \rangle_{ГИНР}$ в нефте- и водонасыщенной породе при соответствующих значениях пористости и содержания примесей карбонатов

$$k_n = (\langle C/O \rangle_{ГИНРнорм} - \langle Ca/Si \rangle_{ГИНРнорм}) / D_{COR},$$

$$\langle C/O \rangle_{ГИНРнорм} = (\langle C/O \rangle_{ГИНРиспр} - \langle C/O \rangle_{ГИНРиспр\ опор}),$$

$$\langle Ca/Si \rangle_{ГИНРнорм} = (\langle Ca/Si \rangle_{испр} - \langle Ca/Si \rangle_{испр\ опор}) / P_{лит}.$$

Степень влияния параметров ближней зоны (диаметра скважины и колонны, плотности цемента) на погрешность оценки нефтенасыщенности является меньшей либо равной при использовании в качестве компенсационной кривой $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$. Однако величина погрешности определения k_n , обусловленная изменением параметров ближней зоны, может быть достаточно большой. Так, например, неконтролируемое изменение плотности цемента против исследуемого пласта на $0,4 \text{ г/см}^3$ по отношению к опорному пласту может привести к погрешности определения нефтенасыщенности примерно в 20% в скважинах диаметром 196 мм, обсаженных колонной 146 мм, а изменение диаметра скважины на 10 мм приводит к погрешности определения k_n в 5-15% в зависимости от плотности цементного камня. Поэтому при интерпретации данных С/О-каротажа необходимо контролировать состояние цементного камня и ствола скважины против опорных и исследуемых пластов.

Влияние хлора сильно сказывается на интегральных счетах, полученных по спектрам ГИРЗ. Регистрируемый в этих условиях спектр ГИРЗ содержит наиболее характерные и сильные линии хлора, которые по своим энергиям близки к энергиям кальция. В результате параметр CASI может быть завышенным. Результаты экспериментов представлены на рис. 2.14 в виде сопоставления спектров, полученных при смене насыщающего раствора с пресного на соленый. Что касается спектра ГИНР, то он является устойчивым к изменению минерализации насыщающего флюида.

Погрешность в оценке параметров пласта и особенно минерализации пластовых вод также может привести к значительной погрешности определения нефтенасыщенности. Использование кривой $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$ примерно в 10 и более раз уменьшает погрешность определения k_n при неконтролируемом изменении минерализации пластовых вод по сравнению с вариантом использования в качестве опорной кривой $\langle Ca/Si \rangle_{ГИРЗ}$. Изменение минерализации пластовых вод в пределах 100 г/л NaCl приводит к погрешности определения нефтенасыщенности коллектора до 20-25% при использовании кривой $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$ и соответственно до 200-250% при использовании кривой $\langle Ca/Si \rangle_{ГИРЗ}$. Учитывая это обстоятельство, для расчета отношения Ca/Si в условиях сильно минерализованных пластовых вод (180-200 г/л) предпочтение следует отдавать спектрам ГИНР

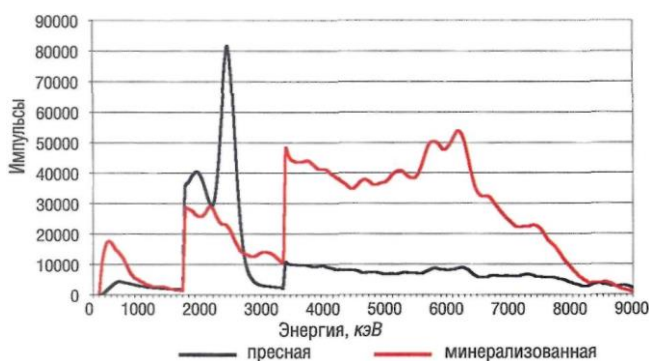


Рис. 2.14. Спектры гамма-излучения радиационного захвата, полученные в воде с различной минерализацией

Погрешность определения других, используемых при интерпретации С/О-каротажа параметров пласта вносит также заметный вклад в погрешность решения конечной задачи. Для определения k_n с погрешностью не более 10% точность оценки пористости должна быть 2-3%, а "карбонатность" коллектора должна быть известна с точностью 10-15%. В рамках разработанной методики определения k_n одним из вариантов определения "карбонатности" терригенных коллекторов рассматривался вариант ее получения путем разложения спектров захватного гамма-излучения тепловых нейтронов, зарегистрированных аппаратурой АИМС. Погрешности определения $V_{кар}$ в рабочем

диапазоне пористости (10-30%) и "карбонатности" (0-30%) терригенных пород не превышает 4-5% при количестве каналов, равном 30-70. При энергетическом разрешении измерительного тракта в 10-12% и уровне статистической погрешности, соответствующей аппаратуре АИМС, оптимальное значение каналов соответствует 40-50.

Алгоритмы определение насыщения по данным С/О-каротажа

Кажущаяся нефтенасыщенность по углероду (кривая COIL) зависит от массового содержания углерода в пласте и определяется по формуле: $COIL=(COR-CASI*F)*M*P/0.85*D/168$,

где: F – литологический фактор определяется по результатам модельных работ и уточняется по результатам скважинных измерений по «отклику» кривых COR и CASI на изменение литологии и пористости пласта;

M – модельный коэффициент нефтенасыщенности определяется на моделях водонасыщенного и нефтенасыщенного песчаника с пористостью 40 % по формуле: $M=40/(COR^{нефть}-COR^{вода})$; P – плотность углеводородов в исследуемом пласте; D – диаметр эксплуатационной колонны.

Кажущаяся нефтенасыщенность по хлору (кривая COIC) зависит от относительного содержания хлора в пласте, связана с насыщением порового пространства нефтью, газом или пресной водой и определяется по формуле: $COIC=(Si-Cl)*N$, где N=1,081 – нормировочный коэффициент, уравнивающий содержание кремния (37 %) и хлора в модели песчаника, насыщенного минерализованной водой (100 г/л NaCl). Учет влияния минерализации скважинной жидкости производится путем приведения среднего значения кривой COIC к нулю. По сопоставлению кривых COIL и COIC локализуются интервалы и степень пресного обводнения.

Для определения нефтегазонасыщенности (кривая COIG) используется поправка в кривую нефтенасыщенности COIL за водородосодержание пласта. В качестве поправочной кривой за водородосодержание пласта используется кривая параметра пористости по С/О-каротажу (RIC). Формула нефтегазонасыщенности пласта выглядит следующим образом:

$$COIG=(COR/RIC-CASI*F*RIC)*M*P/0.85*D/168$$

Кривая нефтегазонасыщенности отличается от кривой нефтенасыщенности в пластах, имеющих низкий или, наоборот, высокий, относительно кривой CASI, уровень параметра пористости RIC. По сопоставлению кривых COIL и COIG определяются газонасыщенные интервалы, плотные карбонатные пласты и угли.

Таким образом, интерпретация заключается в анализе кривых соотношения С/О и Ca/Si с последующей нормализацией в водонасыщенном пласте. Разность между двумя

кривыми (C/O и Ca/Si) дает качественное представление о наличии углеводородов в пласте. Сложность интерпретации вызвана влиянием значительного числа факторов, о которых было сказано выше и которые необходимо учитывать при интерпретации.

6 Специальные исследования

6.1 Физические основы импульсного спектрометрического нейтронного гамма метода (C/O каротажа) и импульсного нейтрон-нейтронного метода и его применение на месторождениях углеводорода.

При контроле разработки месторождений нефти и газа задача оценки текущей нефтенасыщенности коллекторов решается только нейтронными методами (C/O каротаж, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж). Различия по нейтронным характеристикам воды и нефти не настолько существенны, как по удельному электрическому сопротивлению. Особенно это касается месторождений Западной Сибири, характеризующихся невысокой минерализацией пластовых вод. Технология производства и интерпретация данных нейтронного каротажа применительно к этим условиям не до конца разработаны, поэтому знания физических основ нейтронных методов очень важны для принятия решений в условиях неопределенности.

Общие сведения о нейтронах

Нейтроны являются электро-нейтральными частицами, что способствует их беспрепятственному проникновению в ядра вещества. Масса нейтрона примерно равна массе протона. В свободном состоянии нейтрон сам по себе с периодом полураспада равным 12 минут распадается на протон, электрон и антинейтрино.

При взаимодействии с ядрами вещества нейтрон может испытывать упругие и неупругие соударения и захват. Захват нейтронов ядром приводит к различным ядерным реакциям. Все эти процессы могут протекать по-разному в зависимости от энергии нейтрона. По энергетическому принципу нейтроны подразделяют на ряд групп: быструю, промежуточную и медленную. В группе медленных нейтронов в свою очередь выделяют резонансные, надтепловые и тепловые и холодные нейтроны [12].

Нейтроны, как элементарные частицы, характеризуются энергией E , измеряемой в мегаэлектронвольтах (МэВ) или в электронвольтах (эВ). Энергия пропорциональна скорости нейтрона v . Различают быстрые нейтроны с энергией 1-15 МэВ, промежуточные – от 1 до 10 эВ, надтепловые – от 10 до 0,1 эВ и тепловые нейтроны – 0,025 эВ [6].

Существуют такие взаимодействия нейтронов как: неупругое рассеивание, упругое рассеивание, диффузия нейтронов, поглощение, эффективные сечения рассеивания и захвата

1. *Неупругое рассеивание* происходит, если «быстрый» нейтрон обладает энергией от 1 до 20 МэВ, достаточной для отрыва нуклонов от ядер. При этом нейтрон кратковременно объединяется с ядром, а затем покидает его, оставляя ядро возбужденным. Переход ядра в стабильное состояние сопровождается испусканием гамма-квантов. Энергия гамма-квантов определяется химическим составом вещества. По этому спектру длины волны гамма-излучения неупругого рассеяния можно судить о концентрации в горных породах различных элементов. Среди наиболее распространенных в стволе скважины и горных породах элементов аномальным спектром характеризуются углерод (С), кислород (О), кальций (Са), кремний (Si) и др. (рис 3.1).

2. *Упругое рассеивание* является основным типом взаимодействия нейтронов с веществом и происходит во всем диапазоне энергий. При этом нейтрон взаимодействует с ядром, не возбуждая его и теряя энергию. Потеря энергии наиболее ощутима, если масса ядра и нейтрона сравнима. Поэтому аномальным замедлителем в скважине является водород (H), масса ядра которого равна массе нейтрона.

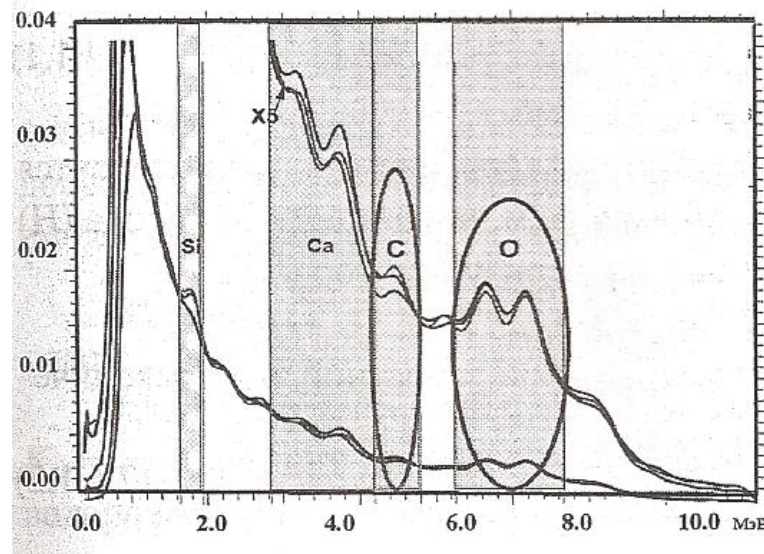


Рис. 3.1. Пример энергетического спектра при неупругом рассеивании быстрых нейтронов (по оси X – энергия вторичного гамма-излучения, выделены области поглощения на Si, Ca, C, O).

3. С момента падения замедления начальной энергии быстрых нейтронов ($E_n=1-14$ МэВ) до энергии около 0.025 эВ, сравнимой с тепловой, наблюдается *диффузия* нейтронов. При этом нейтроны не только отдают, но и получают энергию. В процессе диффузии нейтроны и среда находятся в тепловом равновесии, и средняя энергия нейтронов остается стабильной. Средняя продолжительность диффузии определяет время жизни тепловых нейтронов. Оно составляет порядка 5 мс, после чего практически все нейтроны поглощаются.

4. *Поглощение* (радиационный захват) вероятен после замедления нейтронов до уровня тепловой энергии среды (0.025 эВ). При захвате нейтрона ядро возбуждается, испуская гамма-кванты. По энергии гамма-излучения радиационного захвата судят о содержании элементов с большим сечением захвата: хлора, бора, кремния и др. среднее число квантов, испускаемых при захвате одного нейтрона, называется излучающей способностью.

5. После облучения нейтронами ядро не всегда остается в стабильном состоянии. Возможна искусственная активация элемента. В частности, при облучении кислорода нейтронами с энергией не ниже 10.2 МэВ образуется изотоп азота N^{16} с периодом полураспада 7.3 с.

Количественными характеристиками взаимодействия нейтронов с веществом являются *эффективные сечения рассеивания и захвата*, определяемые вероятностью конкретного взаимодействия (упругого и неупругого рассеивания, поглощения, активации). Полное сечение определяет вероятность того, что происходит любое из названных взаимодействий.

Различают микроскопические и макроскопические сечения. *Микроскопическое сечение* σ_n характеризуется вероятностью взаимодействия нейтрона с ядром при условии, что ядро расположено на плоской поверхности с площадью, равной единице (попадание нейтрона в любую точку этой поверхности равновероятно). Единицей измерения сечения является 1 м^2 или барн ($1\text{б}=10^{-28} \text{ м}^2$). Макроскопическое сечение $\Sigma_n [\text{м}^{-1}]$ представляет собой произведение параметра σ_n на количество ядер в единице объема:

$$\Sigma_n = \sigma_n \times N, \quad (3.1)$$

где N плотность ядер (количество ядер в единице объема).

К числу элементов с аномальным макроскопическим сечением захвата относится хлор (Cl), у которого величина Σ_n в 70-100 раз больше, чем, например у водорода (H) или (Na). Еще большим сечением захвата характеризуется бор (B).

Различают сечения рассеивания $\sigma_{\text{п.рас}}$, $\Sigma_{\text{п.рас}}$ и захвата $\sigma_{\text{п.зах}}$, $\Sigma_{\text{п.зах}}$.

Средняя длина пробега нейтрона является величиной, обратной макроскопическому сечению:

$$L_n = \Sigma_n^{-1} \quad (3.2)$$

Различают длину замедления ($L_{\text{п.з.}}$) и диффузии ($L_{\text{п.д.}}$) нейтронов.

Длина замедления характеризуется средним удалением нейтрона от источника $\Gamma_{\text{п.з.з}}$ в процессе замедления от начальной энергии (1-14 МэВ) до тепловой (0.025 эВ)

$$L_{\text{п.з.з}} = \sqrt{\frac{r_{\text{п.з.з}}^2}{6}} \quad (3.3)$$

Длина диффузии характеризуется средним удалением нейтрона от источника $r_{n.д.дф}$ с момента возникновения до поглощения:

$$L_{n.д.} = \sqrt{\frac{r_{n.д.дф}^2}{6}} \quad (3.4)$$

Общая длина миграции нейтронов при замедлении и диффузии определяется, как:

$$L_{n.Σ} = \sqrt{L_{n.з}^2 + L_{n.д}^2} \quad (3.5)$$

Общая длина миграции нейтронов и образующихся при их поглощении вторичных гамма-квантов определяется как:

$$L_{nγΣ} = \sqrt{L_{n.з}^2 + L_{n.д}^2 + L_{n.γ}^2}, \quad (3.6)$$

где $L_{nγ}$ - средняя длина миграции гамма-квантов.

К числу важнейших нейтронных характеристик относят также коэффициент диффузии (D_n), время жизни (τ_n) и нейтронпоглощающую активность (A_n), определяемые следующим образом:

$$D_n = \frac{u_n}{3 \times \Sigma_{n.p}}, \quad (3.7)$$

$$A_n = u_n \times \Sigma_{n.з}, \quad (3.8)$$

$$\tau_n = \frac{1}{A_n}, \quad (3.9)$$

где u_n – скорость тепловых нейтронов (для стандартных условий – 2200 м/с).

Нейтронные параметры горных пород и пластовых флюидов существенно зависят от концентрации ядер водорода, характеризуемой водородным индексом или водородосодержанием (W). Водородосодержание определяется как отношение концентрации атомов водорода в исследуемой среде к их концентрации в пресной воде.

Учитывая, что водородосодержание углеводородов (нефти, газа, конденсата) очень близко, взаимосвязь суммарного водородосодержания коллектора W_{Σ} и его компонент определяется формулой:

$$W_{\Sigma} = (1 - K_{п}) \times (1 - C_{гл}) \times W_{ск} + (1 - K_{п}) \times C_{гл} \times W_{гл} + K_{п} \times W_{в} \times (1 - K_{н.г}) + K_{п} \times K_{н.г} \times W_{н.г} \times \Delta W, \quad (3.10)$$

Где $W_{ск}$, $W_{гл}$, $W_{в}$, $W_{н.г}$ – водородосодержание скелета коллектора, глины, воды, углеводородов; $K_{п}$, $K_{н.г}$ – коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности; $C_{гл}$ – объемная глинистость.

Поправка $\Delta W = \Delta W_{пл} + \Delta W_{лит} + \Delta W_{cl}$ учитывает влияние плотности $\Delta W_{пл}$, литологии пласта $\Delta W_{лит}$ и хлорсодержания ΔW_{cl} .

При отсутствии водорода в скелете горной породы $W_{ск}=0$, малой глинистости $K_{гл}=0$, насыщении пор либо углеводородами $W_{н.г}=W$, $W_{в}=0$, либо водой $W_{в}=W$, $W_{н.г}=0$ водородосодержание пропорционально коэффициенту пористости [2].

6.2 Импульсный спектрометрический нейтронный гамма метод (С/О каротаж)

Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (ИНГКС) основан на регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния быстрых нейтронов (ГИНР) и радиационного захвата медленных нейтронов (ГИРЗ), генерируемых высокочастотным излучателем быстрых нейтронов (облучении породы импульсами нейтронов высокой энергии (порядка 14МэВ с некоторой фиксированной частотой (~10 кГц)) и регистрации энергетического спектра вторичного гамма-излучения неупругого рассеивания).

Первые соударения нейтронов с энергией 14 МэВ с ядрами окружающей среды обычно являются неупругим рассеянием, при котором нейтрон теряет большую часть энергии, передавая ее рассеивающему ядру. Возврат ядра из возбужденного состояния (снятие возбуждения) сопровождается ГИНР, имеющим характерный для каждого элемента энергетический спектр. После потери энергии на неупругих соударениях примерно до 1 МэВ последующие соударения представляют собой упругое рассеяние, при котором нейтроны постепенно теряют энергию, пока не замедлятся до тепловой энергии. Упругое рассеяние не сопровождается гамма-излучением. Замедлившись до тепловой энергии, нейтроны захватываются ядрами. При этом возникает мгновенное ГИРЗ, характерное для каждого элемента.

Для относительно лёгких породообразующих элементов (от углерода до железа) число возбужденных уровней оказывается небольшим, в силу чего они испускают ограниченное количество гамма-линий. По энергии и интенсивности потока последних представляется возможным идентифицировать и количественно оценивать содержание в среде i -го элемента.

Процесс неупругого рассеяния достаточно высокую вероятность имеет при энергии нейтронов, превышающей наиболее низкие энергетические уровни ядер, т. е. практически при $E_n > 1 \div 2.0$ МэВ. Далее замедление нейтронов осуществляется за счёт упругих соударений с ядрами, переходящее затем в термализацию и диффузию, соответственно надтепловых и тепловых нейтронов. Таким образом, все перечисленные физические процессы, непрерывно сменяя друг друга, разделены во времени. Из теоретических оценок [6] в горных породах длительность процесса неупругого рассеяния составляет порядка 1.0÷4.0 мкс, упругого рассеяния и термализации до 50÷100 мкс и диффузии до 1000÷2000 мкс.

В таблице 6.1 приведены ядерно-физические характеристики ядер элементов и данные о спектральном составе и выходе гамма-квантов, образующихся в процессе

неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) соответственно, быстрых и медленных нейтронов в горных породах.

Таблица 6.1.

Ядерно-физические характеристики ядер породобразующих элементов для процессов неупругого рассеяния быстрых и радиационного захвата медленных нейтронов.

Элемент	Энергии (в МэВ)/выходы (в мб·МэВ) линий ГИНР элементов		
	Дискретные линии	Континуум	
C	4.43/2531	8.4/221	
O	0.511, 1.8, 2.74, 3.09, 3.73/524, 4.44/9.5,	10.2/289	
Si	6.13/916, 6.92/189, 7.12/214, 8.87/11 1.273, 1.78, 2.83, 3.19, 4.49/329,	4.0/2788	
Ca	5.1/203, 6.88/108	1.458/11913	
Fe	0.51, 0.77, 1.158, 3.734/358, 3.903/308	1.0/11454	
Al	0.847, 0.93, 1.038, 1.238, 1.305, 1.322, 1.415, 1.811, 2.113, 2.523, 2.599 0.84, 1.013, 1.72, 2.21, 3.0	3.06/9610	
Реакции радиационного захвата (n, γ)			
Элемент	Энергия нейтронов	Макросечение поглощения, см ² /г	Энергия (МэВ) и выход гамма - квантов
C	Медленные	0.00018	-
O	Тепловые	0.0000075	-
Na	-	0.013	6,39; (27.4%)
Mg	-	0.0017	3.9 (3.5%); 0.585
Al	-	0.0053	7.72 (20%)
Si	-	0.0034	4.93 (73%)
S	-	0.0097	5.20 (42.1%)
Cl	-	0.574	7.79 (6.5%); 7.4(8.4%); 6.1(15.5%); 0.518(10.86%)
K	-	0.031	7.77 (4.8%)
Ca	-	0.0066	6.43 (27.5%)
Fe	-	0.028	7.62 (22.4%); 7.63 (27.3%) 6.02 (8.15%); 5.92 (.4%)

В соответствии с приведенными в таблице 3.1 данными основные породообразующие элементы могут быть идентифицированы по спектрам ГИНР и ГИРЗ на основе оптимальной временной и энергетической селекции гамма-излучения. Наиболее эффективным параметром для оценки нефтенасыщенности пластов может являться величина отношения потоков гамма-излучения от ядер углерода и кислорода в спектрах ГИНР, закономерно изменяющаяся как в терригенных, так и карбонатных коллекторах в зависимости от их пористости и элементного состава.

При активации углерода образуются гамма-кванты с энергией около 4.4 МэВ, на ядре кислорода – с энергией около 6 МэВ. Импульсы испускания быстрых нейтронов при исследованиях создают с помощью скважинного генератора нейтронов путем ускорения ионов дейтерия, бомбардирующих мишень из трития. Использование разных временных окон при регистрации позволяет различать гамма-излучение от разных типов взаимодействия, т.к. неупругое гамма-излучение возникает и может быть зафиксировано фактически только в процессе нейтронной посылки.

Параллельно регистрируется гамма-излучение радиационного захвата быстрых нейтронов (ГИРЗ), для которого неупругое гамма-излучение является помехой (фоном) поэтому его наряду с естественным гамма-излучением, вычитают из общего спектра. По полученному таким образом чистому спектру неупругого рассеяния определяют относительное содержание углерода (С) и кислород (О) в породе или их отношение С/О. Содержание углерода связано с наличием в среде углеводородов (нефти, газа, конденсата). Содержание кислорода обусловлено присутствием воды и окислов в минеральном скелете.

Таким образом, соотношение этих параметров является функцией соотношения их концентраций. Оно зависит от пористости, литологии и нефтенасыщенности пород. Эффективность изучения этих параметров не зависит от минерализации пластовых вод.

Технология подобных измерений является достаточно сложной. Излучатель нейтронов работает в импульсном режиме. Длительность импульса около 10–20 мс, период излучения импульсов – 50–100 мс. Поскольку длительность процесса замедления нейтронов не превышает первых микросекунд, спектры гамма излучения регистрируются в процессе излучения импульса. В процессе измерения наряду с информативным спектром неупругого рассеивания нейтронов регистрируется фоновый спектр гамма-излучения захвата и наведенной активности. Фоновый спектр связан с нейтронами, образовавшимися в процессе текущего и предшествующих импульсов. Спектры гамма-излучения единичного цикла измерений (на квант глубины) формируются из спектров единичного цикла излучения генератора нейтронов путем их суммирования в пределах кванта глубины.

Для регистрации фонового спектра производят периодические (раз в несколько секунд) измерения гамма излучения при выключенном генераторе.

Чтобы обеспечить достаточную достоверность измерения спектра, скорость записи должна быть не более 100 м/час.

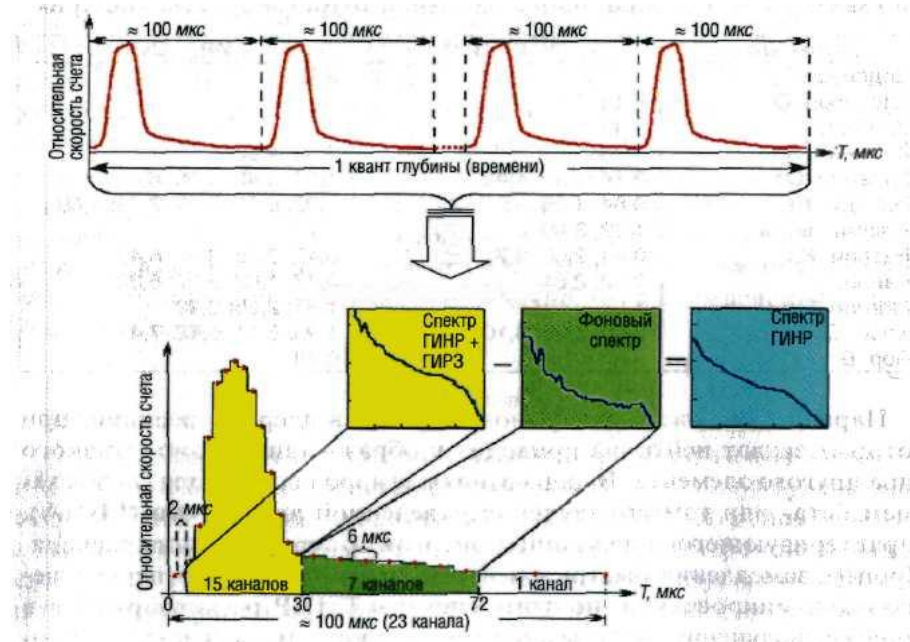


Рис. 3.2. Схема формирования временного спектра ГИНР

Временной спектр аппаратуры АИМС состоит из 23 каналов (рис. 3.2). Красными точками на рисунке отмечены середины временных каналов. Первые 15 каналов имеют длительность 2 мкс, следующие 7 каналов - 6 мкс и последний 23 канал имеет длительность, соответствующую длительности единичного цикла излучения генератора нейтронов минус 72 мкс.

Проходя через породу, скважину и охранный кожух прибора, гамма-кванты радиационного захвата и неупругого рассеяния нейтронов частично поглощаются, частично рассеиваются с потерей энергии. В результате на детектор поступает спектр гамма-излучения, отличающийся от первичного спектра. Поглощенная сцинтилляционным детектором энергия гамма-кванта преобразуется в световые вспышки - сцинтилляции.

При этом суммарная энергия образовавшихся фотонов пропорциональна энергии, оставленной гамма-квантом в детекторе. Далее фотоэлектронный умножитель (ФЭУ), оптически сочлененный с детектором, конвертирует световой импульс в электрический. Заряд, собираемый с выхода ФЭУ, при прочих равных условиях пропорционален суммарной энергии сцинтилляций люминофора детектора и, следовательно, энергии, оставленной гамма-квантом в детекторе. Спектр (распределение по амплитуде) электрических импульсов, регистрируемых прибором, называется аппаратным спектром. Пример таких спектров приведен на рис. 3.3.

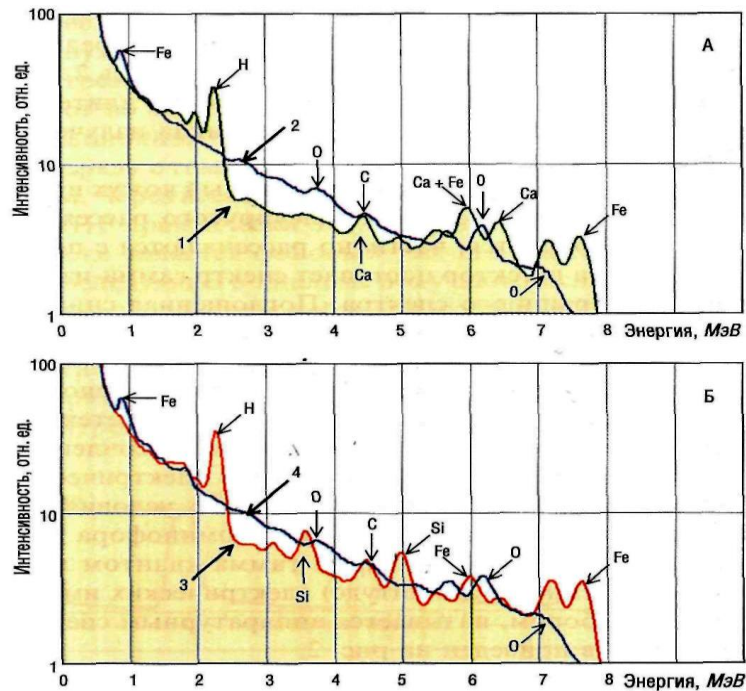


Рис. 3.3. Аппаратурные спектры, зарегистрированные скважинным прибором АИМС:
 А - водонасыщенный известняк; Б - нефтенасыщенный песчаник;
 1,3 - спектры ГИРЗ, 2,4 - спектры ГИНР

Анализ спектров ГИНР и ГИРЗ, в силу индивидуальных особенностей элементов, составляющих породу, позволяет определять массовые содержания углерода, кислорода, кальция, кремния и ряда других элементов в породе, обеспечивая тем самым решение задач оценки пористости, литологического состава, нефтенасыщенности и др.

Недостатком метода является присутствие в породах элементов с близким к изучаемому энергетическим спектром вторичного гамма излучения.

Так, полоса спектра углерода достаточно узкая. Энергия гамма-кванта неупругого рассеяния составляет $E_{\gamma}=4.43$ МэВ, микроскопические сечения взаимодействия $\sigma_n=164.5$ мб (миллибарн).

При неупругом рассеянии на атомах кислорода (О) наиболее вероятно образование гамма-квантов с энергией $E_{\gamma}=6.13$ МэВ ($\sigma_n=283.8$ мб). Но одновременно вероятно возникновение гамма-квантов с энергией $E_{\gamma}=7.12$, 6.92 и 3.68 МэВ ($\sigma_n=62.8$, 47.7 и 69.1 мб соответственно). Близкими спектрами характеризуется кальций (Ca) ($E_{\gamma}=6.89$ и 5.9 МэВ, $\sigma_n=46.5$ и 49 мб). Этот эффект является серьезной помехой, так как при интерпретации необходимо учитывать степень карбонатности цемента скелета пород. С другой стороны, аномалии спектра, обусловленные присутствием в породах элементов (Fe, Cl, S и др.). несут дополнительную информацию о литологии и коллекторских свойствах пород. Глубинность метода меньше, чем у ИННК (не более 10-12 см), что делает его использование для оценки текущей насыщенности в обсаженных скважинах весьма проблемным [2].

6.3 Импульсный нейтрон-нейтронный метод

При ИННК горные породы облучаются прерывистым потоком быстрых нейтронов с энергией 14 МэВ, а в перерывах между циклами облучения изучают динамику изменения параметров поля нейтронов во времени [2]. Пролетая вблизи ядер атомов, нейтроны взаимодействуют с ними. Основными видами взаимодействия являются, упругое рассеяние нейтронов на ядре с потерей части энергии (т.е. замедление нейтронов) и захват (поглощение) нейтронов ядром.

Вероятность взаимодействия нейтронов с ядрами атомов разных элементов горной породы неодинакова и зависит от эффективного сечения рассеяния или захвата.

При упругом столкновении двух тел передача энергии от одного тела к другому тем больше, чем они ближе по массе. К массе нейтрона наиболее близка масса ядра водорода (H), поэтому водород сильнее других элементов замедляет нейтроны.

При наличии в породах даже небольшого (5-7 %) количества нефти или воды, содержащих сравнительно много водорода (около 10 % по массе), замедление происходит преимущественно на ядрах водорода. Поэтому по замедлению быстрых нейтронов можно выделять пласты, насыщенные нефтью или водой. Однако количество водорода в нефти лишь на 3 % больше, чем в воде, и этого недостаточно для разделения нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов. В газоносных породах проявление водорода аномально по-другому, пласты выделяются как несодержащие водород.

Атомы и молекулы, входящие в состав вещества, находятся в тепловом движении с энергией около 0,1 эВ. Поэтому нейтроны, замедлившись в водородсодержащей среде (нефтяном, водонасыщенном пласте) до таких энергий, участвуют в тепловом движении ядер, т. е. по-прежнему сталкиваются с ними, не теряя и не приобретая энергии. Этот процесс называют диффузией, а нейтроны с такой энергией - тепловыми нейтронами.

В области тепловых энергий становится большой вероятностью захвата нейтронов ядрами элементов. В результате захвата теплового нейтрона ядром образуется изотоп исходного элемента с массой атома, увеличенной на единицу.

При захвате нейтрона ядром всегда выделяется энергия (энергия связи нуклона в ядре) обычно в виде одного или нескольких гамма-квантов. Излучающая способность ядер неодинакова. Например, водород (H), захватив нейтрон, превращается в изотоп водорода - дейтерий (^2H) с излучением одного гамма-кванта энергии 2,2 МэВ; хлор, содержащийся в солях пластовой воды, ^{35}Cl образует изотоп ^{36}Cl с излучением трех гамма-квантов, имеющих суммарную энергию около 8 МэВ.

Среди элементов горной породы наибольшим сечением захвата тепловых нейтронов обладают водород (H), натрий (Na), сера (S) и аномально высоким, превосходящим сечение захвата нейтронов в этих элементах в 70—100 раз, - хлор (Cl).

В импульсном нейтронном методе для разделения пород по характеру насыщения используется взаимодействие быстрых нейтронов с ядрами водорода и хлора.

Становление нейтронного поля при непрерывном облучения породы быстрыми нейтронами происходит за время, близкое к необходимому для замедления, диффузии и захвата нейтронов. Длительность этих процессов определяется в основном диффузией тепловых нейтронов, обладающих относительно малой скоростью $v = \sqrt{E}$.

Среднее время жизни тепловых нейтронов в породах 0,2 - 1 мс. Максимальная продолжительность становления нейтронного поля в несколько раз больше этой величины приблизительно 5 мс. Эта особенность использована в импульсном нейтронном методе: порода облучается быстрыми нейтронами не непрерывно, а в короткие промежутки времени, в интервалах между которыми изучается скорость становления поля тепловых нейтронов. Это позволяет определять диффузионные нейтронные параметры пород - коэффициент диффузии (параметр, зависящий главным образом от содержания в породе водорода) и среднее время жизни нейтронов (параметр, зависящий от содержания в породе хлора) [6].

При проведении импульсного нейтронного каротажа используется зонд, состоящий из источника быстрых нейтронов (управляемая импульсная нейтронная трубка) и расположенных на некотором расстоянии от мишени трубки одной или двух групп индикаторов тепловых нейтронов или гамма-квантов. Обычно расстояние между мишенью нейтронной трубки и ближним индикатором излучения 0,3 м, между трубкой и дальним индикатором - 0,7 м.

В каждой короткой (около 0,2 мс) посылке быстрых нейтронов содержится от 10^5 до 10^6 (в последних конструкциях нейтронных трубок еще больше); частота следования таких посылок от 20 до 200 в 1 с. Таким образом, интервал между посылками быстрых нейтронов соизмерим с продолжительностью становления нейтронного поля или больше него.

Импульсный нейтронный метод основан на регистрации интенсивности тепловых нейтронов или гамма-квантов радиационного захвата через один или несколько промежутков времени t , прошедших после облучения породы коротким импульсным потоком быстрых нейтронов (время задержки).

При достаточно большом времени задержки (более 0,7—1,2 мс) интенсивность регистрируемого излучения ближним и удаленным от детектора индикаторами

$$N = N_0 \exp(-t/\tau_k), \quad (3.11)$$

где N и N_0 - регистрируемая интенсивность излучения соответственно на времени t и в момент испускания источником соответственно; τ_k - кажущееся среднее время жизни тепловых нейтронов, стремящееся при $t \rightarrow \infty$ к истинному значению этого параметра, t - время задержки.

Распределение плотности тепловых нейтронов на базе зонда при этом может быть описано приближенным эмпирическим уравнением

$$\eta(t) = \frac{z_2^2 - z_1^2}{4 \ln(N_{t; z_1}/N_{t; z_2})}, \quad (3.12)$$

где $\eta(t)$ - параметр, отражающий плотность нейтронов на базе зонда во время t и зависящий преимущественно от коэффициента диффузии D ; z_1 и z_2 — расстояние между источником и детектором, соответственно ближним и удаленным; $N_{t; z_1}$ и $N_{t; z_2}$ - регистрируемая интенсивность излучения при времени на зонде z_1 и z_2 соответственно.

В аппаратуре импульсного нейтронного метода информация от детектора поступает на наземный анализатор через кабель. Анализатор регистрирует число импульсов от детектора каждого зонда, разделяя их на группы. Каждая группа импульсов, зарегистрированная в определенный отрезок времени (называемый окном), отличается от остальных промежутком времени между началом посылки нейтронов и началом регистрации нейтрона или гамма-кванта в окне.

Анализируя зависимость числа регистрируемых нейтронов или гамма-квантов от времени задержки на любом из зондов, можно определить время жизни тепловых нейтронов τ . При этом, если на графике по одной оси откладывать N в логарифмическом масштабе, а по другой - t в линейном масштабе, по углу наклона прямой, проходящей через точки, соответствующие разным N и t , можно определить τ :

$$\tau = (t_{\min} - t_{\max}) / (\ln N_{\min} - \ln N_{\max}). \quad (3.13)$$

Аналогично, анализируя зависимость рассчитанного параметра $\eta(t)$ при разном времени задержки, можно вычислить параметр D :

$$D = [\eta(t)_{\max} - \eta(t)_{\min}] / (t_{\max} - t_{\min}). \quad (3.14)$$

Насыщенные нефтью или пресной водой породы характеризуются временем жизни нейтронов $\tau=0,3 \div 0,6$ мс; насыщенные минерализованной водой - $\tau=0,11 \div 0,33$ мс; насыщенные газом - $\tau=0,6 \div 0,8$ мс.

Коэффициент диффузии тепловых нейтронов в нефти и воде приблизительно одинаков и практически не зависит от содержания солей. Величина этого параметра в пласте, насыщенном жидкостью, составляет $(6\div 12) \cdot 10^4 \text{ см}^2/\text{с}$; насыщенном газом — $(20\div 40) \cdot 10^4 \text{ см}^2/\text{с}$.

Вид кривых диффузионных нейтронных параметров τ и D в продуктивном разрезе скважины показан на рис. 3.3. По параметру τ , измеренному в начальный период разработки продуктивного разреза и в более позднее время, отмечается подъем водонефтяного контакта в нижнем пласте и опускание газонефтяного контакта в верхнем пласте. По параметру D отмечается только опускание газонефтяного контакта в верхнем пласте. Этот параметр показывает, что изменение конфигурации кривой τ в нижнем пласте обусловлено изменением характера насыщения, а не связано с вариациями водородосодержания, обусловленными неоднородностью емкостных свойств и литологического состава.

Расчеты коэффициентов нефте- и газонасыщенности по нейтронным параметрам τ и D производятся по уравнению

$$\tau^{-1} = \sum P_i \times \tau_j^{-1}, \quad (3.15)$$

где τ_j - среднее время жизни j -составляющей среды; P_i - доля отдельной составляющей среды (например, кварца, воды, нефти, газа и т. д.).

Если порода с коэффициентом пористости k_n полностью насыщена водой, это уравнение может быть преобразовано:

$$\tau_{\text{вп}}^{-1} = \tau_{\text{ск}}^{-1} \times (1 - k_n) + \tau_{\text{в}}^{-1} \times k_n, \quad (3.16)$$

Где $\tau_{\text{ск}}$ и $\tau_{\text{в}}$ — среднее время жизни нейтронов соответственно в скелете породы и воде. Если помимо воды в порах породы содержится нефть с коэффициентом нефтенасыщения k_n и с коэффициентом газонасыщения k_g по аналогии можно записать

$$\tau_{\text{нп}}^{-1} = \tau_{\text{ск}}^{-1} \times (1 - k_n) + \tau_3^{-1} \times k_n, \quad (3.17)$$

где τ_3 среднее время в заполнителе пор:

$$\tau_3^{-1} = \tau_{\text{в}}^{-1} \times k_{\text{в}} + \tau_{\text{н}}^{-1} \times k_{\text{н}} + \tau_{\text{г}}^{-1} \times k_{\text{г}}, \quad (3.18)$$

Если порода состоит не из одного минерала, а из нескольких составляющих, например из кварца и глины, то

$$\tau_{\text{ск}}^{-1} = \tau_{\text{кв}}^{-1} \times (1 - C_{\text{гл}}) + \tau_{\text{гл}}^{-1} \times C_{\text{гл}}, \quad (3.19)$$

где $\tau_{\text{кв}}$ и $\tau_{\text{гл}}$ — среднее время жизни нейтронов для кварца и глины; $C_{\text{гл}}$ - доля глины в скелете породы.

Как видно, для расчета коэффициента нефтенасыщения или газонасыщения необходимо иметь данные о большом числе параметров пластов и пластовых флюидов, а также об их нейтронных характеристиках. Поэтому на практике подобными расчетами

пользуются в основном при исследовании однородных высокопористых пластов с мономинеральным составом скелета.

В настоящее время изучение процесса вытеснения нефти в пласте по данным импульсного нейтронного каротажа производят путем периодических исследований продуктивного разреза в неперфорированных интервалах контрольных или контрольно-эксплуатационных скважин (скважина, эксплуатирующая другой горизонт).

По наблюдению за изменением среднего времени жизни нейтронов τ пласта представляется возможным не только оценить характер изменения его нефтенасыщенности во времени, но и зафиксировать момент подхода к скважине фронта закачиваемой воды. По типичной кривой изменения показаний ИННК в процессе выработки пласта (рис. 3.4) видно, что этот процесс сопровождается определенными изменениями хлоросодержания пласта.

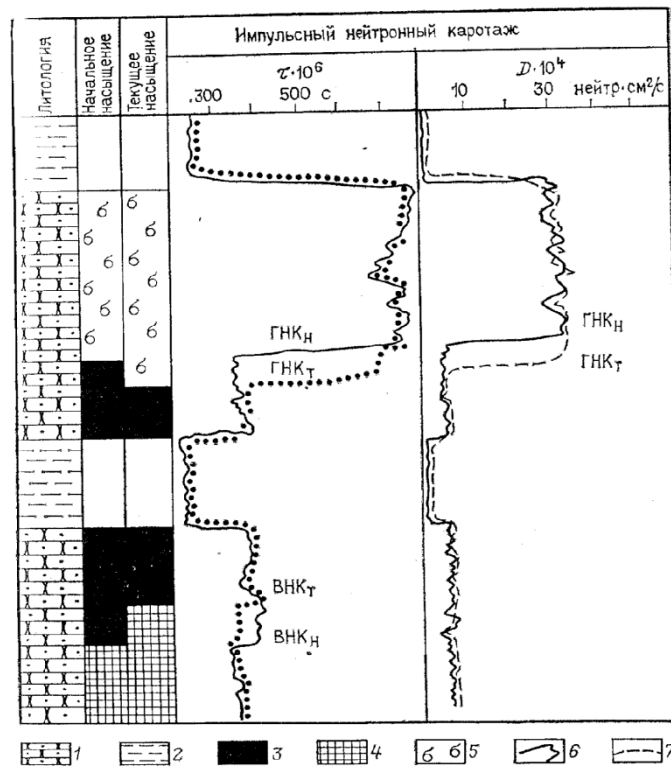


Рис. 3.3. Кривые тепловых диффузионных нейтронных параметров τ и D против пластов разного насыщения.

1 - коллектор; 2— неколлектор; 3 — нефть; 4—вода; 5— газ; 6— замер при начальном насыщении; 7 — замер после заводнения пласта

В изменениях показаний ИННК (для удобства кривая на рисунке 3.4 выражена как отношение $\tau_{\text{нп}}$ нефтяного пласта к $\tau_{\text{вп}}$ водоносного пласта) в процессе выработки нефтяного пласта могут быть выделены отличающиеся друг от друга участки:

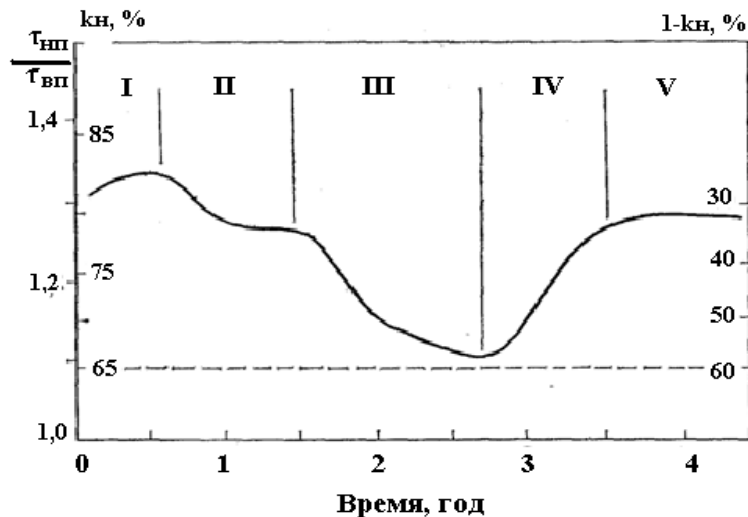


Рис.3.4. Изменение показаний импульсного нейтронного каротажа в процессе выработки нефтяного пласта

Участок I, соответствующий тому этапу, когда нефть в пласте еще неподвижна, а изменение хлоросодержания происходит за счет расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости (фильтрат оседает в подошве пласта, кажущаяся нефтенасыщенность прискважинной зоны возрастает);

участок II, соответствующий периоду начала однофазного движения нефти в пласте, увеличение содержания хлора в прискважинной части происходит за счет солевого обмена между водой и водой цементного кольца (кажущаяся нефтенасыщенность снижается);

участок III, соответствующий постепенному уменьшению нефтенасыщенности пласта (с 80 до 60 %) за счет опережающей капиллярной пропитки пласта при подходе к нему оторочки пластовой воды (хлоросодержание пласта возрастает до максимума);

участок IV, соответствующий подходу фронта закачиваемой воды и дальнейшему вытеснению нефти (уменьшение нефтенасыщенности с 60 до 30 %). Хлоросодержание пласта постепенно уменьшается, но поскольку среднее время жизни нейтронов в пресной воде близко к времени жизни нейтронов в нефти, снижение хлоросодержания пропорционально снижению нефтенасыщенности пласта;

участок V, соответствующий движению в пласте преимущественно одной фазы - закачиваемой воды и постепенной стабилизации хлоросодержания в пласте при $\tau_{\text{ИНП}}$, равном величине остаточного нефтенасыщения [6].

Знание изложенных выше теоретических основ нейтронных методов позволит избежать крупных ошибок интерпретации геофизических данных при оценке текущей нефтенасыщенности коллекторов.