

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Определение характера насыщения и элементного состава коллекторов
Ландорского месторождения методом углеродно-кислородного
каротажа»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 532 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Антонова Сергея Игоревича

Научный руководитель

Д. г.-м.н., профессор

подпись, дата

В.А. Огаджанов

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. Геофизические исследования при контроле за разработкой месторождений существенно отличаются от геофизических работ, проводимых в бурящихся и необсаженных скважинах. Обусловлено это тем, что при контроле исследуются различные категории скважин при различных режимах их работ, используются различные технологии их исследований и, наконец, часто каждая обсаженная скважина, как объект измерений требует индивидуального подхода, как к методике, так и к интерпретации полученных данных.

Тогда как при исследовании необсаженных скважин и интерпретации результатов их исследований чаще всего используются типовые шаблоны, стандарты. В контроле за разработкой выделяют следующие основные направления: изучение процесса выработки запасов залежей нефти, оценка эффективности применения различных методов повышения коэффициента нефтеизвлечения, диагностика состояния нефтяных пластов и скважин и др.

Разработка Ландорского газо-нефтеносного месторождения осуществляется более 20 лет. Общая обводнённость в настоящее время составляет более 90%. Поэтому для эксплуатационных скважин данного месторождения весьма актуальным является решение задач по определению текущего характера насыщения и положения водонефтяного контакта (ВНК). Для решения данной задачи одним из ведущих методов ГИС является углеродно-кислородный каротаж.

Углеродно-кислородный каротаж (С/О каротаж) является одним из наиболее сложных геофизических методов контроля за разработкой месторождения. Поэтому представляется важным изучение возможностей и ограничений метода при использовании его в различных геологических условиях на разных стадиях разработки месторождений.

Метод С\О каротажа проводится:

- в эксплуатационных обсаженных скважинах, вскрытых на пресном растворе для выбора интервалов перфорации;
- в скважинах капремонта для уточнения насыщенности в интервалах

изоляционных работ;

- в эксплуатационных скважинах для выбора возвратных вышележащих объектов.

Последняя задача является наиболее частой при применении углеродного-кислородного каротажа на Ландорском месторождении.

Целью бакалаврской работы является показать эффективность метода углеродно-кислородного каротажа для оценки характера насыщения коллекторов и определения элементного состава горных пород, проводимых в скважинах действующего фонда на Ландорском месторождении.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить геологическое строение Ландорского месторождения;
- охарактеризовать теоретические основы и принципы интерпретации данных углеродного-кислородного каротажа;
- выявить исследуемый пласт – коллектор АС9 по комплексу ГИС, выполненному в открытом стволе скважины №1395 Ландорского месторождения.
- провести качественную интерпретацию метода С\О каротажа по определению характера насыщения пласта АС9 скв. №1395.

Данная выпускная квалификационная работа состоит из трёх разделов. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования». В нём содержится пять подразделов со следующими названиями: «Общие сведения о территории исследования», «Орогидрография», «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза», «Тектоника» и «Нефтегазоносность». Второй раздел «Методика работ» состоит из четырёх подразделов со следующими названиями: «Ядерные свойства основных породообразующих и насыщающих элементов», «Физико-геологические основы углеродно-кислородного каротажа», «Интерпретационная модель породы» и «Методика оценки нефтенасыщенности». Также имеется заключающий раздел под названием «Результаты работ».

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования» содержит пять подразделов.

Подраздел 1.1 «Общие сведения о территории исследования». Ландорское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области. Его протяженность с севера на юг 69,5 км, с запада на восток 27 км. Климат района характеризуется суровой продолжительной зимой, сравнительно теплым, но коротким летом, резкими колебаниями температуры в течение года, месяца и суток. Месторождение характеризуется невысокой плотностью запасов нефти, сложным геологическим строением, незначительными толщинами нефтяной оторочки, высокими значениями коэффициента контактности. Условия залегания углеводородов в пласте неблагоприятны для выработки запасов нефти. Резкое различие по физико-химическим свойствам газовой и жидкостной фаз в одном эксплуатационном объекте, высокая литологическая неоднородность пластов, наличие обширных подгазовых зон с контактным расположением нефти, газа и воды создают препятствие при разработке месторождения.

Подраздел 1.2 «Орогидрография». В геоморфологическом описании район Ландорского месторождения расположен на поверхности I, II и III надпойменных террас р. Обь. На месторождении встречаются 4 типа ландшафтов: суходольные участки, болота, озера, поймы рек и озер. Почвенно-растительный слой 0,1 – 0,3 м. Уровень грунтовых вод от 0,5 – 0,9. Около 64% территории занимают болота и озера. Уровень болотных вод изменяется в пределах 0 – 0,5 м в зависимости от времени года и ландшафта. Крупными реками месторождения являются реки Пим и Лямин, в которые впадают множество мелких рек.

Подраздел 1.3 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза». В целом разрез Ландорского месторождения однотипен для всей изученной территории Сургутского свода. В разрезе вскрыты отложения палеозойского кристаллического фундамента, промежуточного, структурного этажа и платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Таким

образом, общая толщина типично платформенных отложений от юрских до четвертичных включительно сложена терригенными породами различного генезиса. Карбонатные породы в этом стратиграфическом интервале отсутствуют.

Подраздел 1.4 «Тектоника». В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупнейших структурных элементов земной коры, выделяются три структурно-тектонических этажа, различающиеся по степени изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям. Формирование нижнего этажа закончилось в палеозое и соответствует геосинклинальному этапу развития современной плиты. Отложения представлены изверженными и эффузивными, а также метаморфическими породами. Реже встречаются сильно дислоцированные осадочные породы. Эти отложения слагают складчатый фундамент плиты, изученный крайне слабо, в основном, геофизическими методами. Промежуточный структурно-тектонический этаж, характеризующий парагеосинклинальный этап в истории развития Западно-Сибирской плиты, соответствует отложениям пермо-триасового возраста. Породы, слагающие данный этаж, менее дислоцированы и подвержены метаморфизму. Наиболее полно изучен верхний структурно-тектонический этаж, сложенный мощной толщей горизонтально залегающих мезозойско-кайнозойских пород, накапливающихся в условиях устойчивого прогибания фундамента. Эти отложения контролируют все известные в настоящее время скопления углеводородов в пределах Западно-Сибирского региона.

Подраздел 1.5 «Нефтегазоносность». Основные запасы нефти Ландорского месторождения, 99,7%, приурочены к терригенным пластам АС9-АС11, выделенным верхней части вартовской свиты готеривбарремского возраста. Продуктивные пласты АС9, АС10, АС11, представленные песчаниками и алевролитами, отделяются друг от друга глинистыми перемычками толщиной от 2 до 8 метров между пластами АС9 и АС10 и от 0,6 до 3 метров между АС10 и АС11. Песчаный пласт АС9

выделяется в составе верхневартовской подсвиты, характеризуется всеобщим распространением в пределах месторождения и перекрывается сверху глинистыми аналогами пластов АС7 и АС8, а также типично морскими осадками быстринской пачки глин .

Раздел 2 «Методика работ» содержит четыре подраздела.

Подраздел 2.1 «Ядерные свойства основных породообразующих и насыщающих элементов». Основные породообразующие элементы с указанием среднего содержания их в земной коре приведены в таблице 1, из которой видно, что на восемь основных элементов приходится 98,53% массы земной коры.

Таблица 1 - Основные породообразующие элементы.

Элемент	Среднее содержание в земной коре, %	Массовые числа изотопов	Распространенность изотопов, %	Элемент	Среднее содержание в земной коре, %	Массовые числа изотопов	Распространенность изотопов, %
Кислород	47,00	16	99,759	Кальций	2,96	40	96,970
		17	0,037			42	0,640
		18	0,204			43	0,145
Кремний	29,00	28	92,27			44	2,060
		29	4,68			46	0,0033
		30	3,65			48	0,185
		Алюминий	8,05			27	100,00
Железо	4,65	54	5,84	Калий	2,50	39	93,08
		56	91,68			40	0,0119
		57	2,17	41	6,91		
		58	0,31	Магний	1,87	24	78,60
						25	10,11
				26	11,29		
				Сумма	98,53	—	—

Подраздел 2.2 «Физико-геологические основы углеродно-кислородного каротажа». Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (ИНГКС) основан на регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов, генерируемых высокочастотным излучателем быстрых нейтронов. В модификации углеродно-кислородного каротажа используемый генератор излучает импульсы нейтронов 14 МэВ с некоторой фиксированной частотой (~10 кГц). 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 гамма-

излучением, имеющим характерный для каждого элемента энергетический спектр. Упругое рассеяние не сопровождается гамма-излучением. Замедлившись до тепловой энергии, нейтроны захватываются ядрами. При этом наблюдается мгновенное гамма-излучение радиационного захвата. Каждому элементу также характерен свой энергетический спектр ГИРЗ.

Параллельно часть нейтронов вступает в ядерные реакции, при которых захват нейтрона приводит к образованию радиоактивного ядра другого элемента. Вновь возникшее ядро распадается с испусканием бета или гамма-излучения наведенной активности (ГИНА), характеризующегося величиной энергии и периодом полураспада. Процесс замедления быстрых нейтронов длится порядка первых нескольких микросекунд, поэтому спектры ГИНР регистрируются в процессе излучения импульса нейтронов излучателем, длительность которого составляет $15 \div 25$ мксек. Время жизни тепловых нейтронов в типичных разрезах колеблется от 100 до 500 мксек. Таким образом, во время нейтронного импульса тепловые нейтроны от предыдущих импульсов, а также те нейтроны, энергия которых приблизилась к энергии тепловых нейтронов во время импульса, продолжают генерировать гамма-излучение радиационного захвата. При регистрации спектров ГИНР это излучение, наряду с гамма-излучением наведенной активности, является фоновым. Через несколько микросекунд после окончания вспышки, когда ГИНР практически отсутствует, гамма-излучение наведенной активности является фоновым уже для спектров ГИРЗ. Чистые спектры ГИНР и ГИРЗ для последующего их анализа получают после вычитания из измеренных спектров соответствующих фоновых спектров

Подраздел 2.3 «Интерпретационная модель породы». Методика обработки результатов измерений, полученных аппаратурой серии АИМС с целью определения нефтенасыщенности породы, является двухэтапной. На первом этапе, с целью получения литологической характеристики породы – содержания карбонатных примесей, выполняется разложение спектров гамма-излучения радиационного захвата нейтронов на искомые компоненты

в рамках интерпретационной модели. Второй этап обработки представляет собой комбинацию оценок с использованием нормализованных кривых $\langle C/O \rangle$, $\langle Ca/Si \rangle$ ГИНР и приращений кривой $\langle C/O \rangle$. Второй этап обработки использует гамма-спектры неупругого рассеяния нейтронов. Оба этапа опираются на некоторое модельное представление исследуемой терригенной породы – интерпретационную модель

Подраздел 2.4 «Методика оценки нефтенасыщенности». Методика оценки нефтенасыщенности представляет собой объединение нескольких схем. На первом этапе выполняется точная привязка энергетической шкалы спектров $S(E)$, зарегистрированных при каротаже, к энергетической шкале калибровочных спектров $S_0(E)$. Суть процедуры состоит в определении коэффициентов a и b линейного преобразования энергетической шкалы текущего спектра к энергетической шкале калибровочного спектра по методу наименьших квадратов. Требования к стабильности энергетической шкалы рассматриваемой схемы обработки при 10 % погрешности оценки нефтенасыщенности составляют примерно 40÷60 кэВ, что соответствует чуть более одному каналу шкалы (в аппаратуре серии АИМС энергетическая шкала представлена 256 каналами). При этом дрейф энергетического разрешения измерительного тракта относительно базового значения на $\pm 3\%$ абс. для принятой методики обработки не приводит к заметному увеличению погрешности определения нефтенасыщенности. Качество стабилизации контролируется по пикам водорода (2.23 МэВ, кривая HPRS) и железа (7.65 МэВ, кривая FERS). Для обеспечения указанной точности текущие средние, на интервале 1м, значения кривых HPRS и FERS, полученные после выполнения привязки энергетической шкалы, должны сохраняться с точностью не хуже $\pm 5\%$ отн. При привязке шкалы дополнительно, по пику кремния (3.54 МэВ), контролируется ее интегральная нелинейность. Интегральная нелинейность энергетической шкалы в диапазоне [1.60, 8.00] МэВ не должна превышать 3%.

Пример формата вывода на твердую копию результатов оценки

статистической погрешности определения параметров RIC, RCOR, RLIR, RCAS приведен на рисунке 1.

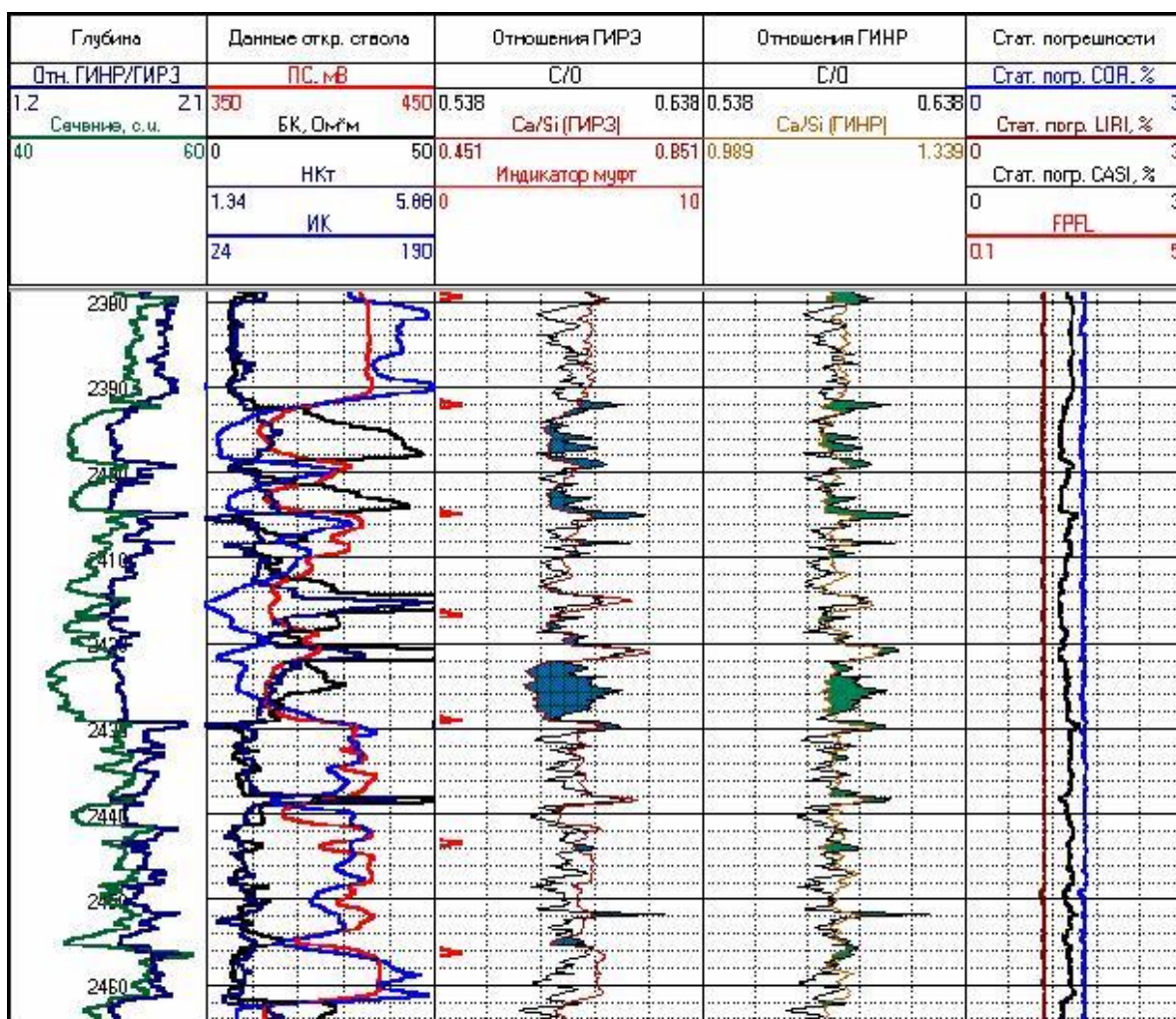


Рисунок 1 - Пример формата вывода на твердую копию результатов оценки статистической погрешности первичных расчетных параметров аппаратуры АИМС-СП.

Раздел 3 «Результаты работ». Комплекс ГИС по скважине № 1395 Ландорского месторождения, позволяющий решить поставленные задачи.

Анализируя кривые ГИС открытого ствола (ПС, КС, ГК, НК) можно прогнозировать нефтенасыщенность следующих интервалов:

2334.0 – 2336.0 м. (пониженные значения на кривой ПС, рост сопротивления, низкие значения естественной радиоактивности по данным гамма каротажа (ГК), и высокие значения нейтронного каротажа (НК)),

2337.0 – 2339.0 м. (низкие значения ПС, рост сопротивления, понижение значений ГК и повышенные значения нейтронного каротажа),

Данный прогноз подтверждается по данным С/О каротажа. Исследования были проведены 09.08.07. Интервал каротажа составил 2228.00 - 2376.00м. Диаметр колонны 146мм. Прибор АИМС № 2.

В интервалах, предположительно нефтенасыщенных по данным ГИС открытого ствола, наблюдается чёткое превышение значений кривой отношения С/О над значениями кривой отношения Ca/Si.

По данным С/О каротажа нефтенасыщенными являются пласты:

АС9, в интервалах 2334.0 – 2336.0 м., 2337.0 – 2339.0 м., Коэффициенты нефтенасыщенности по С/О каротажу $K_{н\text{с}\text{о}}$ составили 35.0%, 23%, соответственно.

Анализ сопоставления результатов ГИС открытого ствола скважины №1395 и результатов С/О каротажа, показывает расхождения в коэффициентах нефтенасыщения. Это связано, вероятно, с некорректностью подобного сравнения, связанной с различием изучаемых физических полей, методических приёмов расчёта коэффициента насыщения K_n , различными разрешающими способностями методов по вертикали и горизонтали.

В сопоставлении результатов ГИС открытого ствола и С/О следует отметить совпадение не только в прогнозируемом нефтенасыщении, но и близость по значению коэффициентов нефтенасыщенности, что видно из таблицы 2.

Таблица 2 - Сопоставление результатов количественной интерпретации ГИС открытого ствола и С\О каротажа по скважине № 1395

Индекс пласта	Кровля	Подшва	K_n % (открытый ствол)	K_n % по С/О каротажу	Характер насыщения
АС9	2334.0	2336.0	25,2	35,0	нефть+вода
	2337.0	2339.0	26,4	23,0	нефть+вода

Если по С/О каротажу определяется массовое содержание углерода в пласте, то данным электрического каротажа определяется удельное электрическое сопротивление пласта.

Заключение. В данной работе были показаны возможности метода углеродно-кислородного каротажа для оценки характера насыщения коллекторов и определения элементного состава горных пород, проводимых в скважинах действующего фонда на Ландорском месторождении.

Проведено изучение особенностей определения характера насыщения пласта АС9 по данным С/О каротажа на примере эксплуатационной скважины №1395 Ландорского месторождения.

Изучено геологическое строение Ландорского месторождения.

Даны теоретические основы и принципы интерпретации данных углеродно-кислородного каротажа.

По комплексу ГИС, выполненному в открытом стволе скважины №1395 Ландорского месторождения выделено два продуктивных интервала в пласте АС9.

На основе качественной интерпретации метода С\О каротажа определен характер насыщения пласта АС9 скв. №1395, наблюдается чёткое превышение значений кривой отношения С/О над значениями кривой отношения Са/Si, свидетельствующие о насыщении.

Сопоставление результатов интерпретации ГИС открытого ствола скважин №1395 и результатов С/О каротажа показало, что нефтенасыщенность по данным С/О каротажа подтверждается по данным ГИС открытого ствола.