

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

Кафедра геофизики

Автореферат бакалаврской работы

«Определение текущего насыщения эксплуатируемых пластов на скважине № 6097 куст 18 А Мамонтовского месторождения (Ханты-Мансийский АО) по данным ГИС»

студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Соломихина Дмитрия Александровича

Научный руководитель
к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Калинникова М.В

Зав. кафедрой
к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Волкова Е.Н

Саратов 2026

Введение. Актуальность исследования. 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.

Целью исследования является определение текущей насыщенности эксплуатируемых пластов АС4 и АС5-6 скважина № 6097 куст 18А

Данная цель предполагает решение следующих задач:

- дать геолого-географическую характеристику Мамонтовскому месторождению;
- описать методику определения текущего насыщения;

- изучить методы ГИС используемые на скважин № 6097 куст 18А Мамонтовского месторождения;

- провести интерпретации данных ГИС по определению текущего насыщения пластов АС4 и АС5-6.

Основное содержание работы. Первый раздел содержит в себе геолого-геофизическую характеристику Мамонтовского месторождения, которое находится под юрисдикцией Нефтеюганского района, входящего в состав Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Географически объект расположен на левом берегу реки Обь, в зоне междуречья Большого Югана и Большого Салыма, частично охватывая бассейн реки Большой Балык. Вся эта территория приурочена к Среднеобской низменности.

Площадь месторождения оценивается примерно в 1000 км². Рельеф представляет собой плоскую равнину, которую пересекают реки Пучип-Игый, Большой Балык и Малый Балык.

В стратиграфическом отношении геологический разрез Мамонтовского месторождения сложен мезо-кайнозойскими отложениями осадочного чехла, залегающего на поверхности складчатого фундамента, вскрытого на Мамонтовском месторождении в интервале глубин 3262-3294 м и представленного андезитовыми и диабазовыми порфиритами и туфами.

С точки зрения тектоники, Мамонтовское месторождение приурочено к геологической структуре третьего порядка. Эта структура локализована на юго-восточной окраине Пимского вала, который, в свою очередь, является структурой второго порядка и располагается в пределах обширного Сургутского свода.

В геологическом строении месторождения по кровле горизонта БС10 доминирует пологая асимметричная антиклиналь, имеющая северо-западную ориентировку. Её форма осложнена серией локальных куполовидных поднятий меньшего размера.

Территория в нефтегазоносном отношении располагается в пределах южной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской области. Промышленная нефтегазоносность установлена в неокомских отложениях. В разрезе рассматриваемой территории выделяются частично ачимовский и неокомский нефтегазоносные комплексы (НГК).

Промышленная нефтеносность связана с пластами АС4, АС5–6, БС8, БС10 и БС11.

Пласт АС4 (глубина ~1900 м): Залежь занимает около 40% площади месторождения. Отличается малой эффективной толщиной (менее 4 м), низкой песчаностью (коэффициент $< 0,4$) и высокой зональной неоднородностью. Проницаемость составляет $0,030 \text{ мкм}^2$. Преобладает чисто нефтяная зона (94% площади). Начальное пластовое давление — 19,5 МПа.

Пласт АС5–6 (глубина 1905–2000 м): Залежь охватывает 15% площади и имеет сложное строение с тремя самостоятельными объектами, полностью подстилаемыми водой. Эффективная толщина — 26 м, при этом нефтенасыщено лишь 30%. Коэффициент нефтенасыщенности низкий (0,54), проницаемость — $0,120 \text{ мкм}^2$. Характеризуется неблагоприятным режимом обводнения.

Пласт БС8 (глубина 2275 м): Распространен на 10% площади. Залежь массивного типа с высокой песчаностью (0,7), но низкой нефтенасыщенностью (0,6) и повышенной вязкостью нефти (4,3 мПа·с), что осложняет разработку.

Горизонт БС10 (глубина ~2450 м): Является основным объектом разработки. Сложное строение горизонта обусловлено наличием нескольких пластов (БС1–210, БС3–10), разделенных непроницаемыми перемычками. Водонефтяная зона занимает 31% площади объекта.

Пласт БС1–210: Распространен на 80% площади месторождения и содержит около 75% запасов горизонта. Отличается высокой проницаемостью (до $0,240 \text{ мкм}^2$) и является монолитным.

Пласт БСЗ–10: Занимает 30% площади и содержит 20% запасов. Проницаемость этого пласта вдвое ниже, чем у БС1–210.

Пласт БС11: Распространен на 11% площади, отделен от БС10 выдержанным глинистым разделом. Залежь массивного типа.

Таким образом, продуктивные пласты Мамонтовского месторождения характеризуются широким спектром свойств: от выдержанных монолитных коллекторов до линзовидных и низкопроницаемых зон. Это разнообразие требует применения гибких технологий разработки для эффективного вовлечения запасов в разработку.

Пластовое давление и температура закономерно падают с глубиной.

При движении от свода структуры к **водонефтяному контакту (ВНК)** наблюдается снижение газового фактора и давления насыщения, а также одновременный рост плотности и динамической вязкости нефти.

С геологической точки зрения Мамонтовское месторождение отличается сложной структурой и значительной нефтеносной площадью с множеством продуктивных пластов. Около половины запасов нефти сосредоточено в водонефтяных зонах и коллекторах с низкой проницаемостью.

Залежи нефти пласта БС11. По результатам эксплуатационного бурения на Мамонтовском месторождении по пласту БС11 выделено 8 залежей. Залежь 1 (основная), расположена в сводовой части куполовидного Мамонтовской структуры, а остальные 7 залежей располагаются в южной, юго-восточной и восточной частях месторождения.

Залежи пласта БС10 тсп По своему насыщению в плане БС10 тсп разделится на 4 особенных залежи. Все залежи, кроме первой, разрабатываются самостоятельно.

Залежь пласта БС10 Олитологически экранирована с раскрытием ее в юго- западном направлении. Размеры залежи составляют 12 x 21,5 км. *ВНК* 2397 м-2398 м. Этаж нефтеносности составил 48 м. Размеры залежи

составляют 12 х 21,5 км. Залежь эксплуатируется совместно с нижезалегающим объектом БС10 1- 3.

Залежи пласта БС8. По нефтенасыщенности пласт БС8 на Мамонтовском месторождении разделён на 6 залежей.

Залежи пласта АС4. Залежи пласта АС4 распространены по всей площади Мамонтовского месторождения. Пласт АС4 представлен основной и северной залежами нефти. Размеры основной залежи 42,25 х 16,5 км. ВНК 1901 м. Высота залежи 60 м. На западном склоне обособляется от основной залежи небольшая залежь. Нефтенасыщенная толщина 1 - 4,8 м. ВНК -1900 м. Размеры залежи 4,25 х 3 км. Пластово-сводовая залежь АС4 и массивная водоплавающая АС5-объединяются в единый горизонт, в котором уровень ВНК отмечается 1900-1902 м.

Второй раздел включает в себя методику исследования.

В условиях Мамонтовского месторождения, где продуктивные пласты характеризуются **низкой минерализацией пластовых вод**, уточнение насыщенности пластов достигается за счёт **комплексирования данных ИННК и С/О-каротажа**. В дополнение к основным методам применяются **термометрия и гамма-каротаж (ГК)**.

Для детального изучения литологического состава и определения естественного радиационного фона скважины применяется **спектрометрический гамма-каротаж**. Совместное использование ГК и **локации муфт (ЛМ)** обеспечивает точную **привязку по глубине** показаний всех геофизических приборов к муфтам обсадной колонны.

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.

Контроль качества получаемой информации рекомендуется реализовывать через комплексную визуальную оценку **по трём ключевым направлениям**: функционирование генератора нейтронов, состояние

измерительного тракта скважинного прибора, целостность канала передачи данных.

Таблица 2.2 – Массовые содержания 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
Гидрослюда	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	-	-	-

Третий раздел включает в себя **результаты исследования на скважине 6097 куст 18А**. Для объективной оценки степени выработки и остаточных запасов нефти в неперфорированных пластах АС4 и АС5–6 (на примере скважины **6097, куст 18А**) Мамонтовского месторождения требуется детальный анализ промысловых и геолого-петрофизических данных.

Результаты ранее проведенных исследований на скважине 6097, куст 18А. Тип скважины – эксплуатационная; внешний диаметр колонны 146 мм, внутренний 132 мм. Эксплуатируется на пласт БС10.

Таблица 12 – Данные о перфорации пласта БС10

Данные о перфорации пласта БС10					
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 было проведено **Определение технического состояния эксплуатационной колонны и заколонных перетоков** методами

термометрии, резистивиметрии, влагометрии, точечной расходоиметрии, гамма-каротажа. Скважина была остановлена, насосно-компрессорные трубы подняты. **В интервале 2170.0-2190.0 м.**, наблюдается изменение температуры по кривым термометрии, которое связано скорее всего с выработкой пласта АС4. Повышение гамма-активности (РГЭ) отмечается **в интервале 2170.0-2190.0м.**, что характерно для обводненных объектов и показывает, что пласт выработан и обводнен. Заколонные перетоки по стволу скважины не обнаружены. Пласт АС4 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 в скважине 6097 куст 18 А

№	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 8 9 - Подъем ВНК. 16 - Насыщение не изменилось. 18 - Вытеснение нефти водой.

Определение технического состояния эксплуатационной колонны и заколонных перетоков(рисунок 9) производилось методами термометрии, резистивиметрии, влагометрии, точечной расходоиметри, гамма-каротажа.

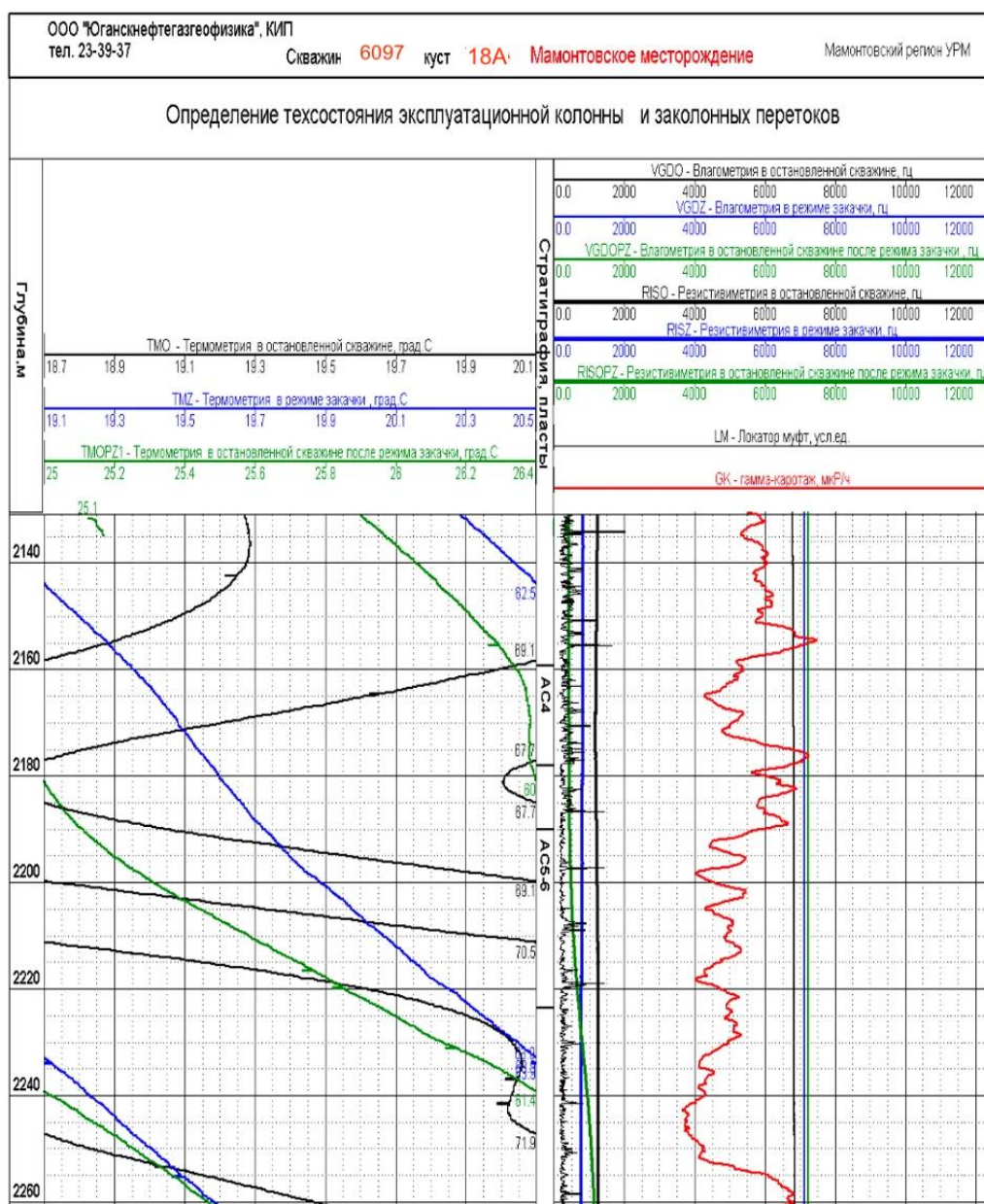


Рисунок 15 - Определение технического состояния эксплуатационной колонны и заколонной циркуляции жидкости в интервале пластов АС4 и АС5-6 на Мамонтовском месторождении скважина 6097 куст 198А [6, 5].

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

По данным исследования пласт АС4 слабонефтенасыщен (таблица 10), 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 6097 куст 18А

№	Интервалы интерпретации		Толщина	Коллекторские свойства		Время жизни	Насыщение		
	Кровля, м	Подошва, м	Н, м	Кп, %	Кн. Нач.,	Т, мкс	Начальное	текущее	Причины изменения (код)
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									

Таблица 3.3 - Результаты обработки ИННК на скважине 6097 куст 18А. Значение 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).

В ходе исследований, выполненных методом импульсного нейтронного каротажа (ИННК) (см. рис. 12), на неперфорированные продуктивные пласты АС4 и АС5-6 Мамонтовского месторождения скважина (6097 куст 18 А) были получены данные, которые отражены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты обработки ИННК на скважине 6097 куст 18 А

№	Интервалы интерпретации		толщина Н, м	Коллекторские свойства		Время жизни Т, мкс	Насыщение	
	Кровля, м	Подощва, 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).

Выделение различных типов насыщения в пластах-коллекторах — таких как **чисто нефтенасыщенные, смешанные (нефть с водой или вода с нефтью), слабонефтенасыщенные**, а также интервалы с **остаточной (неподвижной) нефтью и водой** — осуществляется путём сопоставления данных о затухании нейтронного излучения.

В качестве эталона для сравнения используются опорные пласты, полностью насыщенные водой. При этом анализ ведётся комплексно: учитываются не только показания прибора, но и сопутствующие геологические параметры конкретного прослоя, включая его **глинистость, карбонатность и пористость**.

Сравнительный анализ результатов импульсного нейтронного каротажа (ИННК) показывает, что для каждого из выделенных типов насыщения характерно собственное, отличающееся значение времени

затухания. Как правило, разница между соседними классами составляет порядка **5 микросекунд**.

Заключение. В процессе исследования была достигнута его цель, определена текущая насыщенность эксплуатируемых пластов АС4 и АС5-6 скважины № 6097 куст 18А

В процессе достижения данной цели были реализованы следующие **задачи**:

- дана геолого-географическая характеристика Мамонтовскому месторождению;
- описана методика определения текущего насыщения;
- изучены методы ГИС используемые на скважине № 6097 куст 18А Мамонтовского месторождения;
- приведены интерпретации данных ГИС по определению текущего насыщения пластов АС4 и АС5-6.

Таким образом, цель бакалаврской работы достигнута, задачи реализованы, что в дальнейшем в работе на Мамонтовском месторождении позволяет:

Таким образом, цель бакалаврской работы достигнута, задачи реализованы, что в дальнейшем в работе на Мамонтовском месторождении позволяет: вести **корректный контроль** за разработкой месторождения, **оценивать остаточные запасы**, геологическую модель месторождения, **выделить интервалы обводнения**, **корректировать стратегии разработки**, вести **геофизический контроль**, что позволяет повысить достоверность и надёжность геологической информации о месторождении.

В настоящее время значительная часть скважин находится в бездействии, поэтому в условиях снижающейся добычи и ухудшения структуры остаточных запасов методы геофизического контроля приобретают все более важное значение.