



ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ОЦЕНКИ НАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

М.Ю. КЕМАЕВ*, А.Р. РАХИМОВ, И.В. БЛИНОВ

ТОФС «Технологичное Оборудование Функциональные Сервисы»
22, стр. 1, 1-й Красногвардейский пр., д. 22, стр. 1, г. Москва 123112, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В условиях разработки низкопроницаемых коллекторов с низкой минерализацией пластовой воды (Ачимовские отложения Западной Сибири) остро стоит задача достоверной оценки насыщенности. Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) аппаратурой MagTrak™ предоставляет возможность ее непрерывного определения в процессе бурения, однако влияние динамики фильтрации бурового раствора на нефтяной основе (РУО) [4] на данные ядерно-магнитного каротажа при бурении изучено недостаточно. Динамический характер процесса, малая глубина исследования каротажных зондов, вибрации бурильной колонны создают уникальные вызовы при интерпретации характера насыщенности по данным ЯМК.

Цель. Определение насыщенности пластов Ачимовских отложений методом ЯМК в процессе бурения.

Материалы и методы. В качестве материалов использовались данные ядерно-магнитного каротажа в процессе бурения пилотных стволов.

Результаты. Получены данные о насыщенности пласта в процессе бурения скважин по данным ядерно-магнитного каротажа. В процессе работы на исследования ЯМК выявлено влияние раствора на углеводородной основе.

Заключение. Получен положительный опыт применения ЯМК в процессе бурения скважин для оценки насыщенности пласта в условиях низкопроницаемых Ачимовских отложений, с учётом влияния раствора на нефтяной основе (РУО). В работе представлен подход с применением записей ЯМК: в процессе бурения и после бурения при подъёме бурового инструмента.

Ключевые слова: ядерно-магнитный каротаж, раствор на углеводородной основе, каротаж в процессе бурения

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Кемаев М.Ю., Рахимов А.Р., Блинов И.В. Опыт применения ядерно-магнитного каротажа во время бурения скважин для оценки насыщенности пластов Ачимовских отложений. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(3):140—149. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-140-149> EDN: [QSDIDF](https://edn.ru/QSDIDF)

Статья поступила в редакцию 13.08.2025

Принята к публикации 21.08.2025

Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

EXPERIENCE IN APPLYING NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE LOGGING WHILE DRILLING FOR RESERVOIR SATURATION ASSESSMENT IN ACHIMOV DEPOSITS

MAXIM Y. KEMAEV*, AIDAR R. RAKHIMOV, ILYA V. BLINOV

TOFS «Technological Equipment Functional Services»
22, Bldg. 1, 1st Krasnogvardeysky Ave., Moscow 123112, Russia

ABSTRACT

Background. In the development of low-permeability reservoirs with low-salinity formation water (Achimov formation, Western Siberia), the reliable assessment of formation saturation is a critical challenge. MagTrak™ Nuclear Magnetic Resonance (NMR) logging-while-drilling (LWD) technology provides the capability for continuous formation saturation determination while drilling. However, the influence of active ongoing filtration of oil-based mud (OBM) [4] on NMR-while-drilling data is insufficiently studied. The dynamic nature of the process, the shallow depth of investigation capabilities of LWD tools, and drill string vibrations create unique challenges for interpretation of formation saturation from NMR data.

Aim. Determination of the saturation of Achimov deposits using the NMR method while drilling.

Materials and methods. The materials used included data from nuclear magnetic resonance (NMR) logging while drilling pilot holes.

Results. Data on formation saturation were obtained during the drilling process using nuclear magnetic resonance logging. During the NMR investigations, the influence of oil-based mud was identified.

Conclusion. Positive experience was gained in applying NMR while drilling to assess formation saturation in the conditions of low-permeability Achimov deposits, taking into account the influence of oil-based mud (OBM). This work presents an approach using NMR recordings: both while drilling and after drilling while pulling out the drilling assembly.

Keywords: nuclear magnetic resonance (NMR) logging, oil-based mud (OBM), logging while drilling (LWD)

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosure: the research did not receive any sponsor support.

For citation: Kemaev M.Yu., Rakhimov A.R., Blinov I.V. Experience in applying nuclear magnetic resonance logging while drilling for reservoir saturation assessment in Achimov deposits. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):140—149. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-140-149> EDN: QSDIDF

Manuscript received 13 August 2025

Accepted 21 August 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

Краткая характеристика прибора ЯМК

MagTrak™ — это техническая реализация метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), используемая для проведения исследований в открытом стволе скважин во время бурения. В процессе проведения исследований методом ЯМР изучается затухание намагниченности системы протонов, которые содержатся в составе флюидов, заполняющих поровое пространство горной породы, при перемещении прибора по стволу

скважины. Сервис ядерно-магнитного каротажа во время бурения MagTrak™ регистрирует экспоненциально затухающий сигнал спинового эха и предоставляет результаты инверсии в виде распределений времён продольной (T1) и поперечной (T2) релаксаций ядерно-магнитных исследований [2], которые являются стандартом в нефтегазовой индустрии для определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород и оценки запасов УВ.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ / GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

В реальном времени сервис MagTrak™ предоставляет распределение времён поперечной релаксации T2. Пластовые свойства такие, как пористость, флюидонасыщение, индекс проницаемости, рассчитываются из полученного распределения T2.

Для простоты использования сервиса MagTrak™ система регистрации прибора может работать в нескольких режимах накопления сигналов ЯМР, позволяя осуществлять измерения в широком диапазоне свойств горных пород и пластовых флюидов.

Скважинный модуль MagTrak™ состоит из зондовой части, блока обрабатывающей электроники и двух медленно вращающихся стабилизаторов, которые используются для устранения пагубного эффекта от возникающих в процессе бурения вибраций (рис. 1). Система регистрации

прибора требует поддержания постоянной циркуляции бурового раствора в процессе бурения для обеспечения выработки необходимой мощности излучения ЯМР даже в хорошо проводящих буровых растворах. Дополнительно стоит учитывать, что в секции скважины диаметром 155,6 мм (6,125") номинальный размер зоны исследования прибором ЯМК MagTrak™ типоразмером 121 мм (4,75") составляет 249 мм (9,8") и представлен тороидальной областью, которая не соприкасается со стволом скважины (рис. 1). Основные технические характеристики модуля 4.75" MagTrak™ представлены в таблице 1.

Методика интерпретации

Обработка данных ЯМК заключается в преобразовании релаксационной кривой

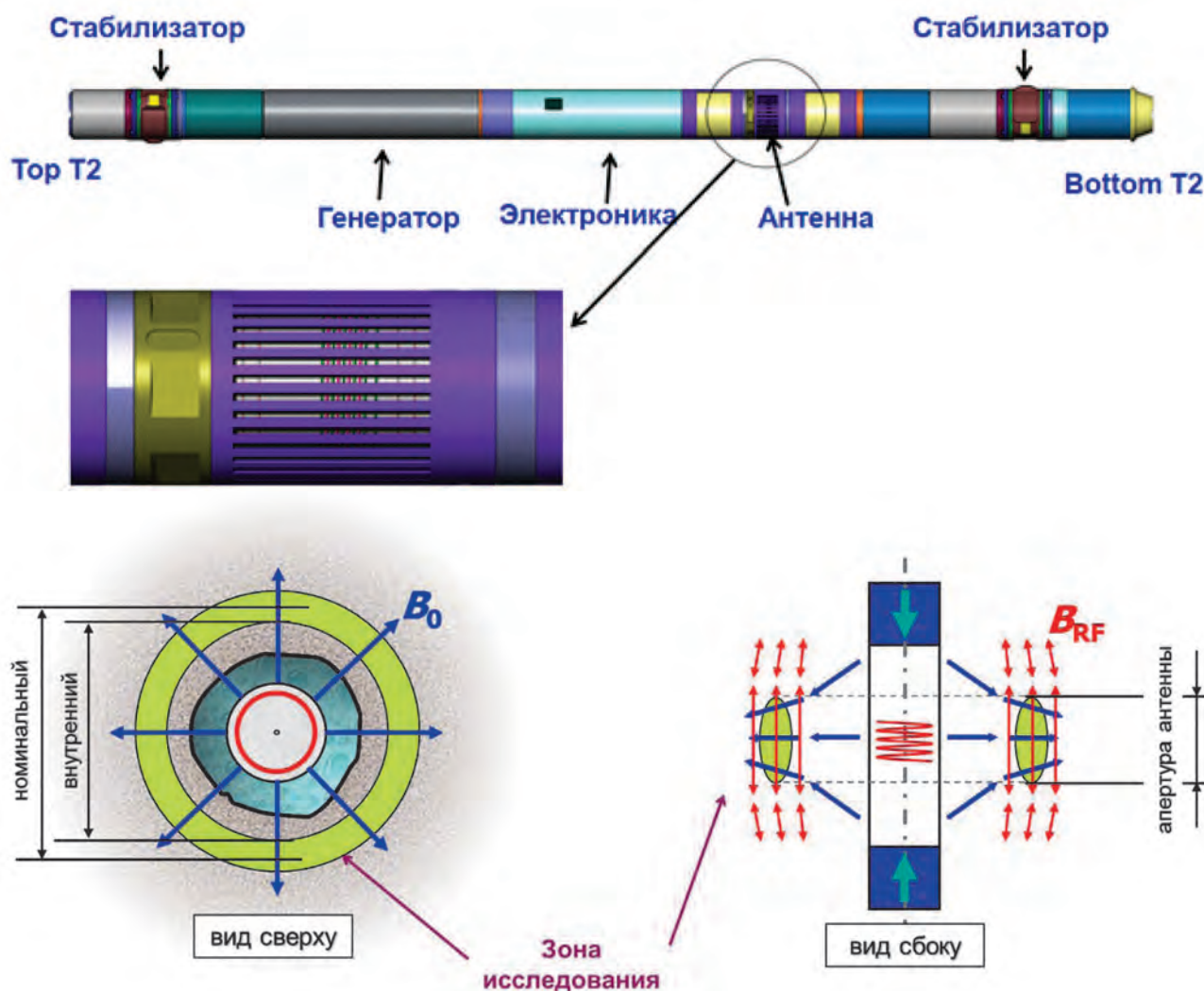


Рис. 1. Скважинный модуль MagTrak™ и схема зоны исследования ЯМК MagTrak™

Fig. 1. Diagram of the MagTrak™ NMR depth of investigation

Таблица 1. Технические характеристики комплекса 4.75" MagTrak™
Table 1. Technical characteristics of complex 4.75" MagTrak™

Характеристика	Значение
Длина модуля (+стабилизация)	8,4 м
Диаметр прибора	121 мм
Масса прибора	841 кг
Максимальная температура эксплуатации	до 150 °С
Апертура приёма	66 мм
Глубина исследования	46 мм
Диаметр зоны исследования	249 мм
Внутренний диаметр зоны исследования	218 мм
Тип магнитного поля	градиентное, слабое, -2,5 Гс/см
Количество рабочих частот	1, 350 кГц
Диапазон диаметров скважин	146,1—171,5 мм
Минимальное время раздвижки между эхоимпульсами	0,6 мсек

в дифференциальное, а затем интегральное распределение пористости по временам релаксации T2 с использованием специальных математических процедур. Дифференциальное распределение характеризует долю пор с конкретным значением T2 в общем поровом пространстве и позволяет отобразить время поперечной релаксации T2 для каждой точки глубины, по оси X время релаксации в миллисекундах и Y величина пористости в процентах [2].

Типизация флюидов становится возможной благодаря различию их физических свойств, которые определяют положение сигналов ЯМР [3] на распределении T2. С целью типизации флюидов использован метод отсечек (рис. 3). Для разделения вклада в сигнал ЯМР от флюидов, находящихся в породах с разным размером пор, и непосредственно для типизации самих флюидов на основе различий их релаксационных свойств.

Следует отметить, что данный подход надежен, когда контрасты релаксации, поляризации и диффузии между жидкостями велики [6]. В условиях низкой вариативности наборов TE и TW результаты обработки требуют дополнительной верификации как промысловыми данными, так и классическими подходами в интерпретации насыщенности.

Петрофизическая модель интерпретации получила следующий вид:

$$K_{го} + K_{во} + K_{руо} + K_{свободной\ воды} = 1,$$

где $K_{го}$ — коэффициент остаточной газонасыщенности, $K_{во}$ — коэффициент

остаточной водонасыщенности, $K_{руо}$ — объем, занятый фильтратом РУО в зоне исследования прибора, $K_{свободной\ воды}$ — коэффициент свободной воды.

Для проведения инверсии методом отсечек использованы следующие настройки (таблица 2).

Приведенная петрофизическая модель является основой для количественной оценки насыщенности по данным ЯМР. Ключевым этапом в данной модели является распределение сигнала по компонентам насыщенности, что и достигается методом отсечек по распределению времен спин-спиновой релаксации T2. Используемые в работе границы отсечек (таблица 2) основаны на петрофизической интерпретации релаксационных механизмов в конкретных пластовых и скважинных условиях исследуемого объекта. Однако, как отмечено ранее, надежность данного подхода критически зависит от контраста физических свойств флюидов. В случаях, когда различия во временах релаксации или коэффициентах диффузии между флюидами незначительны, а наборы

Таблица 2. Таблица параметров инверсии T2
Table 2. Table of inversion parameters T2

Интервал, мс	Тип флюида
0,5—3,3	Глинисто-связанный
3,3—90	Капиллярно-связанный
90—250	Свободная вода
250—2300	РУО
2300—8192	Газ

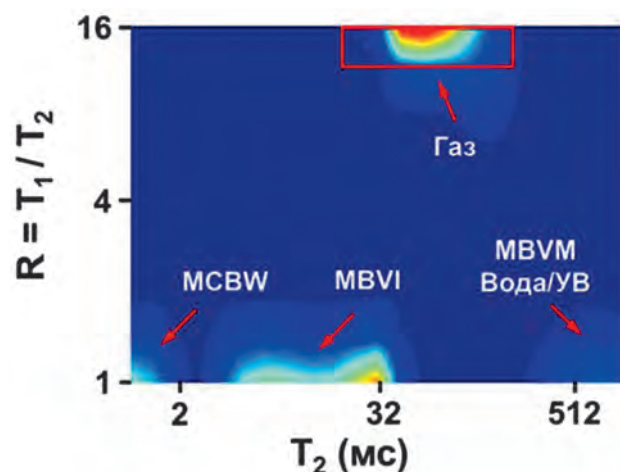


Рис. 2. Распределение R - T_2 и типовой отклик флюидов в пласте.

Fig. 2. R - T_2 Distribution Map and Characteristic Formation Fluid Signatures

параметров прибора времен поляризации TW ограничены, возможны некоторые погрешности в разделении сигналов, особенно компонент $K_{ру0}$ и $K_{го}$.

В качестве дополнительного подхода к выделению газовых зон был использован метод двумерной инверсии ЯМР отношений распределений T_1 и T_2 [1]. Методика эффективна для обнаружения газа благодаря высокому контрасту газа и воды, имеющих разные величины коэффициента молекулярной диффузии, которые будут отображаться по-разному на распределении T_1 и T_2 [1]. Лёгкие УВ будут иметь длинные времена на распределении T_1 и относительно короткие на распределении T_2 и, как следствие, высокое отношение $R = T_1/T_2$ (рис. 2). По оси X приведено время релаксации распределения T_2 в миллисекундах, по оси Y — отношение распределений времени T_1/T_2 [1].

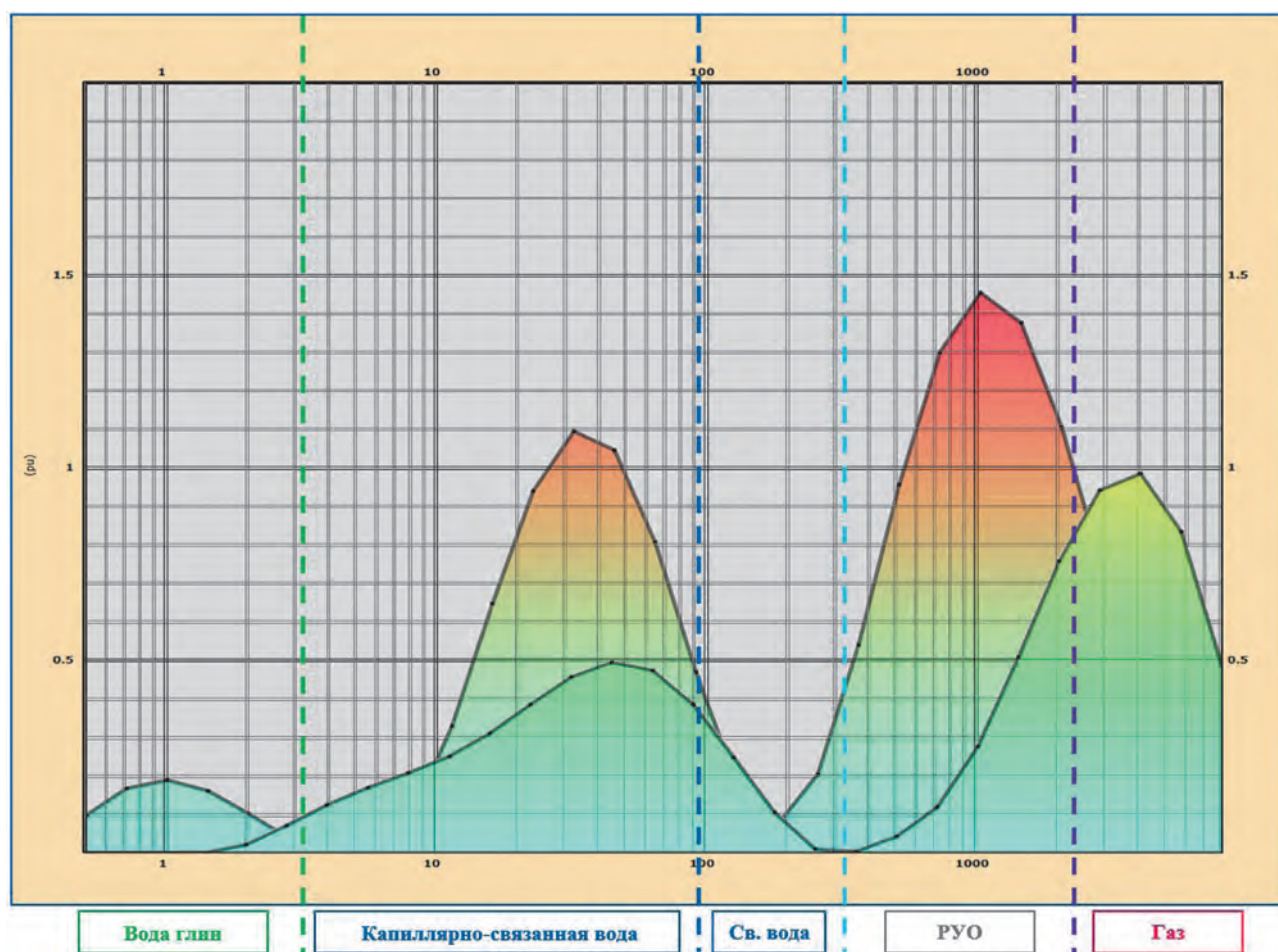


Рис. 3. Распределение T_2 в интервале пласта с нанесенными отсечками

Fig. 3. T_2 distribution in the formation interval with applied cutoffs

Предварительные расчёты

С целью определения режима регистрации ЯМК для прибора MagTrak™ и моделирования откликов сигналов ЯМР от пластовых флюидов, был проведён предварительный анализ (рис. 4). Режим регистрации данных ЯМК используется прибором MagTrak™ для достижения наилучшего качества регистрируемой информации при данных пластовых и технологических условиях проведения каротажа. Достаточная поляризация пластового флюида достигается в течении выбранного времени поляризации TW , которое определяется согласно модельным (синтетическим) откликам ЯМР ожидаемых пластовых флюидов. Соблюдение этого правила гарантирует точную оценку коэффициента пористости при условии достижения оптимальной вертикальной разрешающей способности метода [6].

График демонстрирует результат моделирования распределения пластовых флюидов на времени поперечной релаксации T_2 , которые получены на основании априорных данных (таблица 3).

По результатам предварительного моделирования данных ЯМК для обеспечения полного охвата всех пластовых флюидов необходим режим с максимальным временем поляризации $TW_L = 16$ секунд, короткое время поляризации $TWS = 2$ секунды, при условии использования времени раздвижки между эхосигналами $TE = 0,6$ мсек.

Результаты

На рисунке 5 представлены результаты интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа

по результатам записей, полученных в процессе бурения скважины и после бурения на подъёме бурового инструмента.

Распределение T_2 показывает дифференциальное распределения сигналов ЯМР на времени поперечной релаксации T_2 (по оси X время релаксации, по оси Y величина пористости), для записей в процессе бурения и на подъёме после бурения, с нанесёнными на них отсечками (таблица 2). Модели флюидов рассчитаны из распределений T_2 и показывают количественную оценку долей различных типов флюидов в зоне исследования метода ЯМК (~31—61 мм), представленные в виде объёмных моделей, состоящие из долей: глинисто-связанного флюида (серая заливка), капиллярно-связанного флюида (синяя заливка), объёма свободной воды (голубая заливка), объёма РУО (оранжевая заливка), объём остаточного газа

Таблица 3. Свойства флюидов
Table 3. Properties of fluids

Параметр	Газ	Вода
Температура, град. Ц	108	108
Давление, бар	520	520
Плотность, г/см ³	0,87	0,99
Водородный индекс	0,1	0,99
Вязкость, сПз	–	0,27
Кэфф.диффузии, 10 ⁻⁹ м ² /сек	–	9,6
Время релаксации T_1 , мсек	4237,31	14398
Время релаксации $T_{2, \text{наж}}$, мсек	2976	4,95

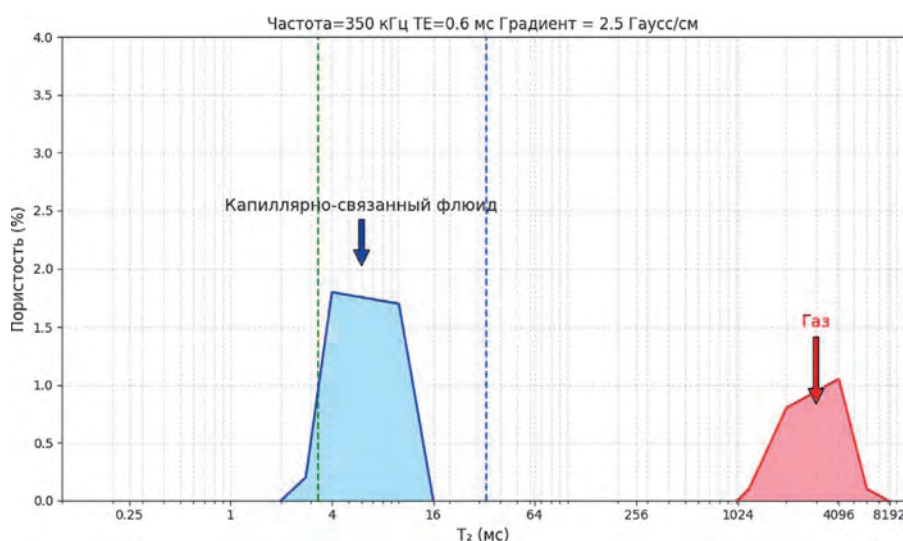


Рис. 4. Результат предварительных откликов сигналов ЯМР

Fig. 4. Simulation result

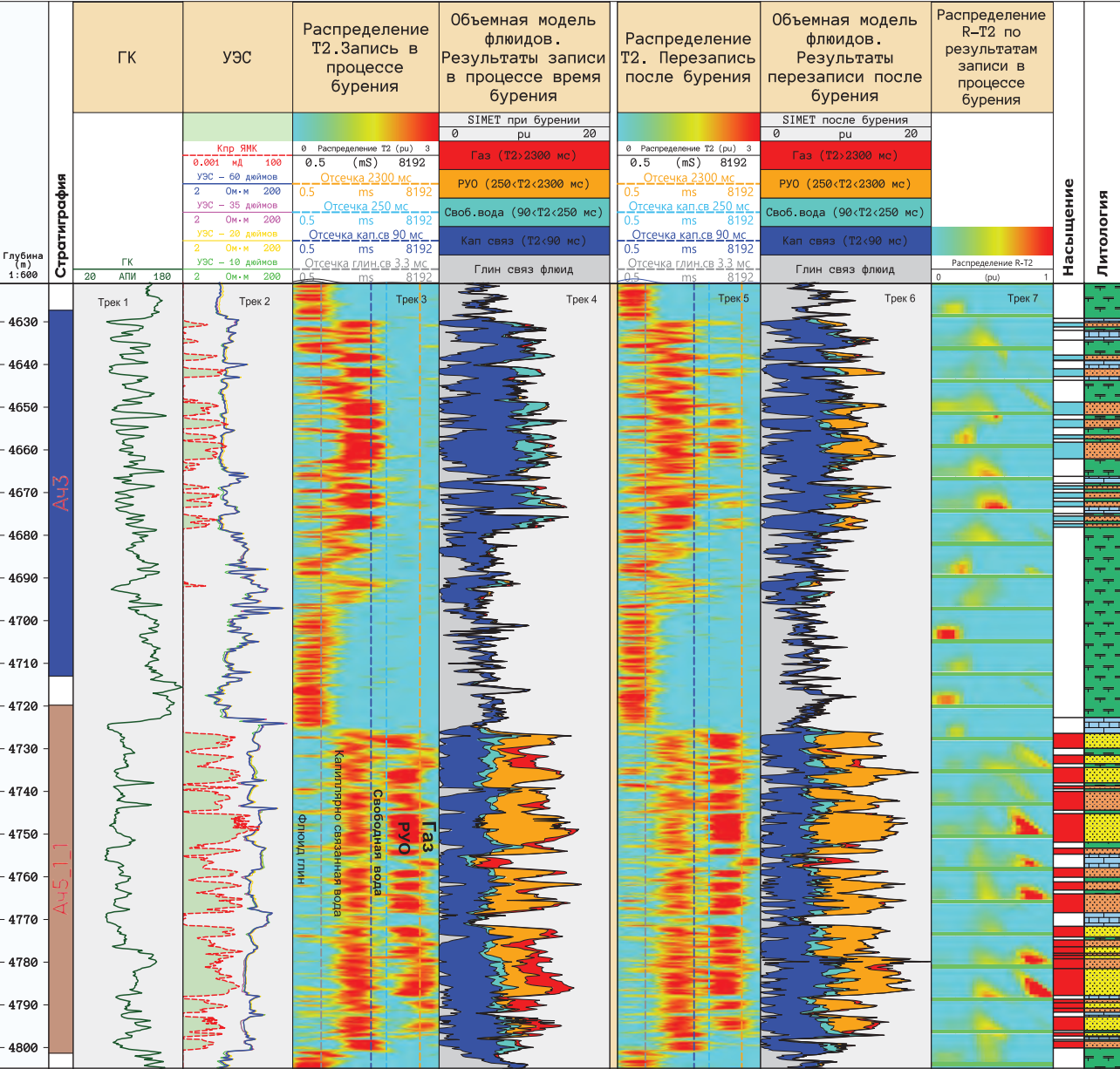


Рис. 5. Результаты интерпретации ЯМК в интервале пластов Ач3 и Ач5
Примечание: первый трек — гамма-каротаж, второй трек — удельное электрическое сопротивления пород и их проницаемость, третий трек — распределение T2, полученное по данным записи ЯМК в процессе бурения, который показывает дифференциальное распределение времени поперечной релаксации (цветовая палитра характеризует величину пористости/амплитуды сигнала), четвёртый трек — объёмная модель по результатам записи в процессе бурения для различных типов флюидов, пятый и шестой треки — распределение T2 и объёмная модель флюидов, полученные по данным записи на подъёме после бурения, седьмой трек — карты распределения сигналов на распределении R-T2, расположенные с осреднением каждые 3 метра, 8-й и 9-й треки — колонки с «общепринятыми» условными обозначениями, насыщенность пласта (голубой цвет вода, красный газ) по данным ЯМК и литология пород.

Fig. 5. Interpretation LOG results in reservoir Ach3, Ach5
Note: Track 1. Gamma Ray log. Track 2: Formation Resistivity and Permeability. Track 3: T2 distribution from NMR While Drilling data, showing the differential distribution of transverse relaxation times. Track 4: Fluid volume model from the While Drilling acquisition for different fluid types. Tracks 5 and 6: T2 distribution and fluid volume model from data acquired during post-drilling uplift. Track 7: R-T2 distribution plots, averaged every 3 meters. Tracks 8 and 9: Standard lithology track, NMR-derived saturation (blue for water, red for gas), and rock lithology.

(красная заливка). Распределение R-T2 показывает результаты двумерной инверсии, которые позволяют качественно разделить сигналы ЯМР от пластовых флюидов (рис. 2).

При сопоставлении данных ЯМК, записи при бурении и записи на подъёме после бурения отмечено, что на замере **во время бурения**, после вскрытия долотом пласта в зоне исследования метода уже происходит «активное» оттеснение газового флюида (сигнал от которого на распределении T2 интерпретируется правее отсечки 2300 мс) (рис. 5) фильтратом бурового раствора (РУО) [4], который фиксируется ярким сигналом на распределении T2 в интервале времени 250—2300 мс, что необходимо учитывать при определении насыщенности пласта, особенно в песчаниках с лучшими ФЕС ($K_{пр} > 0,1$ мД). Это ярко заметно на примере пласта Ач5, где отмечается достаточно большой объём РУО в модели флюидов и относительно меньшая величина от оставшегося в пласте газа. В то время как в пласте Ач3 в песчаниках с худшими ФЕС ($K_{пр} = 0,1$ мД) объём РУО практически не отмечается, весь сигнал ЯМР на распределении T2 фиксируется в интервале времени 3,3—250 мс [5], что соответствует зоне капиллярно-связанной и свободной воды.

К моменту же записи ЯМК **на подъёме** (через 9 часов после завершения бурения) отмечается практически полное оттеснение свободного/подвижного пластового флюида из зоны исследования ЯМК фильтратом бурового раствора (РУО) как в пласте Ач3, так и в Ач5. Применение повторной записи ЯМК после бурения обуславливается тем, что при сопоставлении записей ЯМК в процессе бурения и повторной записи можно отследить влияние РУО и идентифицировать положение сигналов ЯМР от пластового флюида на распределении T2, что является важным при определении насыщенности пласта по данным ядерно-магнитного каротажа.

В результате по данным ЯМК насыщение пласта Ач3 (рис. 5) интерпретируется как водонасыщенный при доле свободной воды по пласту в среднем более 20%, $K_{воды} \sim 27\%$ и отсутствии значимых сигналов в газовой области на распределении T2 и R-T2 [1].

Насыщение пласта Ач5 интерпретируется как продуктивный по газу, в котором отмечается наличие выраженного сигнала на распределении T2 в интервале более 2300 мс, а также присутствие сигнала на распределении R-T2 (рис. 2) в области с высоким отношением $R = T1/T2$, расчетная объемная доля газа в среднем по пласту превышала 20%, $K_{го} \sim 22\%$, $K_{воды} \sim 8\%$.

По факту проведения анализа данных ЯМР по методике отсечек и распределения R-T2 были получены следующие результаты:

- а) объемная количественная флюидальная модель пласта (рис. 5);
- б) качественное распределение R-T2 (рис. 5);
- с) определено насыщение по данным ЯМК (рис. 5);
- д) построена блок-схема для определения насыщенности пласта [2] (рис. 6).

Дополнительно стоит отметить, что скорость записи ЯМК, проводимой на подъёме после бурения скважины, должна соответствовать скорости записи ЯМК в процессе бурения для соблюдения схожих условий каротажа.

Заключение

В работе представлен опыт с применением данных ЯМК полученных в процессе бурения скважины.

1. По результатам исследований отмечено, что уже после вскрытия пласта наблюдается влияние РУО на данные ЯМК и замещение пластового флюида фильтратом бурового раствора. Через 9 часов зона исследования ЯМК ($\sim 31—61$ мм) практически полностью заполнена фильтратом РУО.

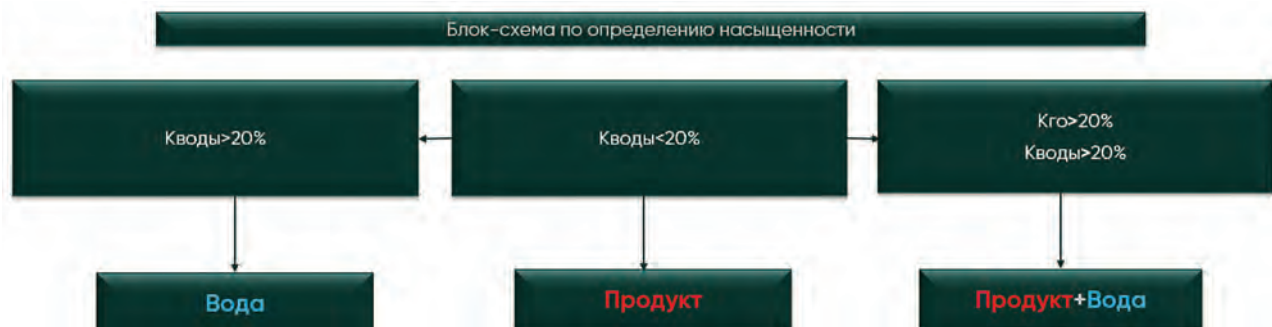


Рис. 6. Блок-схема определения насыщенности пласта

Fig. 6. Flowchart for determining reservoir saturation

2. С учётом влияния РУО на показания ЯМК, определены зоны флюидов на распределении T2, дано насыщение пластов АЗ, Ач5 и составлена предварительная блок-схема по определению насыщенности.

3. Предложенная петрофизическая модель на основе T2-отсечек (таблица 2) является частным случаем, надежность которой зависит от контраста физических свойств пластовых флюидов. Для уточнения насыщения, как показано на рисунке 2 и 5, даже такая модель в комплексе с двумерной-инверсией (распределение R-T2) позволяет качественно разделить сигналы и получить количественные критерии, пригодные для оценки насыщенности пласта.

4. Для улучшения результатов с целью минимизации влияния РУО и более достоверной оценки насыщенности пласта в последующих работах рекомендуется: а) сократить расстояние датчика ЯМК от долота с 23,5 до 7—8 м; б) увеличить скорость бурения с текущих 10—15 до 20—25 м/ч, чтобы сократить время после вскрытия пласта; в) модифицировать буровой раствор, в частности

применить кольтмант дисперсной фазы, размер которого соответствовал бы диаметру горловин порового канала песчаников. Дополнительно проводить исследования стационарных замеров ЯМК на нескольких глубинах длительностью по 5 мин при бурении и после бурения для более детального разделения положения сигналов ЯМК на распределении T2.

5. Полученные выводы базируются на наборе данных по двум пилотным скважинам, и, безусловно, для их подтверждения требуются дальнейшие исследования на большем количестве скважин. В частном же случае применение ядерно-магнитного каротажа в процессе бурения пилотных стволов позволяет оценить насыщение пластов Ачимовских отложений, а также дополнительно даёт возможность в сложных условиях, связанных с устойчивостью ствола скважины, наличием зон АВПД, присутствием посадок/затяжек в процессе бурения, снижать геолого-технологические риски, в частности минимизируя проведение исследований (ГИС ЯМК, ГДК-ОПК после бурения), и соответственно сокращать сроки строительства скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Габор Х., Сонгуа Ч., Эрик М. Новый метод двумерной инверсии данных ЯМК T1/T2app от T2app для петрофизической интерпретации газовых скважин // Новый Орлеан Луизиана США, 46-й Ежегодный симпозиум SPWLA по каротажу, 26—29 июня 2005, стр. 48—54.
2. Джордж Р. К., Ли Ч. Х., Манфред Д. П. Принципы и применение ЯМК-каротажа // Хьюстон США, Halliburton Energy Services, 1999, стр. 234.
3. Кемаев М. Особенности определения характера насыщения по данным ЯМК в процессе бурения, Конференция «Потенциал Севера Западной Сибири: ресурсы и технологии» // Россия Тюмень, 4—6 июня 2025.
4. Цзяньмэн С., Цзюнь Ч., Пин Ф., Фуцзин С. и др. Исследование коррекции формы спектра T2 ЯМК-каротажа песчаных коллекторов в скважинах на буровом растворе на нефтяной основе // Китай Китайский нефтяной университет, Школа геонаук, журнал «Molecules», 8 октября 2021, 6082, стр. 26.
5. Чен Дж., Хирасаки Г. Дж., Флаум М. влияние проникновения бурового раствора на нефтяной основе на связанную водонасыщенность: механизмы и модификации интерпретации данных ЯМК // Хьюстон Техас США, доклад SPE 90141, 26—29 сентября 2004.
6. Шенг Ф., Сонгуа Ч., Радж Т. и др. Количественная оценка нефтенасыщенности в карбонатных породах с использованием одновременной инверсии множественных эхо-последовательностей ЯМК // Хьюстон Техас США, доклад SPE 90569, 26—29 сентября 2004.

REFERENCES

1. Gabor H., Songhua C., Eric M. New NMR two-dimensional inversion of T1/T2app vs. T2app method for gas well petrophysical interpretation // New Orleans Louisiana U.S.A, SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26—29 2005. 48—54 p. (In Russ.)
2. George R. C., Lizhi X., Manfred G. P. NMR logging principles & applications // Houston U.S.A, Halliburton Energy Services, 1999. 234 p. (In Russ.)
3. Kemaev M. Features of determining the nature of saturation according to NMR data during drilling, Conference The potential of the North of Western Siberia: resources and technologies // Russia Tyumen, June 04—06 2025. (In Russ.)
4. Jianmeng S., Jun C., Ping F., Fujing S. and other. Study on Nuclear Magnetic Resonance Logging T2 Spectrum shape correction of sandstone reservoirs in Oil-Based Mud Wells /// Chine Chinese University of Petroleum School of Geosciences, Molecules, October 8 2021, 6082. 26 p. (In Russ.)
5. Chen J., Hirasaki G.J., Flaum M., Effects of OBM Invasion on Irreducible Water Saturation: Mechanisms and Modifications of NMR Interpretation // Houston Texas

U.S.A, SPE 90141, 26—29 September 2004 (In Russ.).
6. Sheng F., Songhua C., Raj T and other. Quantification of Hydrocarbon Saturation in Carbonate Formations

Using Simultaneous Inversion of Multiple NMR Echo Trains // Houston Texas U.S.A, SPE 90569, 26—29 September 2004 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Кемаев М.Ю. — выступил руководителем исследования: сформулировал концепцию работы, разработал методологию интерпретации данных ЯМР (включая петрофизическую модель с отсечками T2), провёл анализ динамики вытеснения пластовых флюидов фильтратом РУО, подготовил технологические рекомендации по оптимизации бурения (сокращение расстояния до долота, модификация бурового раствора), а также обобщил выводы о практической значимости метода для оперативных решений в условиях высоких рисков.

Рахимов А.Р. — выполнил практическую реализацию исследования: провёл предварительное моделирование откликов прибора MagTrak™, обработал полевые данные ЯМР с построением спектров T2 и карт R-T2, рассчитал объёмные модели насыщенности, визуализировал результаты (графики распределений, блок-схемы), выполнил количественную оценку остаточных углеводородов и провёл верификацию данных путём сопоставления замеров во время бурения и после него.

Блинов И.В. — выступил инициатором данного подхода и научным руководителем работы.

Maxim Y. Kemaev — spearheaded the research as the scientific supervisor: conceptualized the study, developed the NMR data interpretation methodology (including the T2 cutoff-based petrophysical model), analyzed the dynamics of formation fluid displacement by OBM filtrate, formulated technical recommendations for drilling optimization (reducing sensor-to-bit distance, mud composition modification), and summarized conclusions on the method's practical value for real-time decision-making in high-risk environments.

Aidar R. Rakhimov — executed the practical implementation of the study: conducted computational modeling of MagTrak™ tool responses, processed field NMR data to generate T2 spectra and R-T2 maps, calculated volumetric saturation models, visualized results (distribution plots, flowcharts), quantified residual hydrocarbon volumes, and performed data verification through comparative analysis of LWD and post-drilling measurements.

Ilya V. Blinov initiated this work and served as its scientific supervisor.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кемаев Максим Юрьевич* — руководитель отдела обработки и интерпретации данных ГИС.
e-mail: Maxim.Kemaev@tofsgroup.ru
тел.: +7 (922) 542-12-43
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-4186-1154>

Рахимов Айдар Римович — геофизик отдела обработки и интерпретации данных ГИС.
e-mail: Aidar.Rakhimov@tofsgroup.ru
тел.: +7 (937) 318-09-89
ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-4500-4386>

Блинов Илья Владимирович — руководитель Центра исследований и разработок.
e-mail: Ilya.Blinov@tofsgroup.ru
тел.: +7 (912) 078-58-03
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-2288-568X>

Maxim Y. Kemaev* — Manager, Well Logging Data Processing & Interpretation Department.
e-mail: Maxim.Kemaev@tofsgroup.ru
tel.: +7 (922) 542-12-43
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-4186-1154>

Aidar R. Rakhimov — Geoscientists, Well Logging Data Processing & Interpretation Department.
e-mail: Aidar.Rakhimov@tofsgroup.ru
tel.: +7 (937) 318-09-89
ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-4500-4386>

Ilya V. Blinov — Manager, Research and Development Center.
e-mail: Ilya.Blinov@tofsgroup.ru
tel.: +7 (912) 078-58-03
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-2288-568X>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author