

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.175-196>

УДК 550.832.582

**Оценка влияния проникновения фильтрата бурового
раствора в кавернозных коллекторах пласта Б5
Даниловского месторождения на результаты ЯМК**

¹Загидуллин М.И., ¹Кузнецов Е.Г., ¹Потапов А.Г., ¹Гильманов Я.И., ²Локшин Д.А.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск, Россия

**Effect of mud filtrate invasion in cavernous reservoirs of B5
horizon in the Danilovsky field on NMR results**

¹M.I. Zagidullin, ¹E.G. Kuznetsov, ¹A.G. Potapov, ¹Ya.I. Gilmanov, ²D.A. Lokshin

¹LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

²LLC RN-KrasnoyarskNIPIneft, Krasnoyarsk, Russia

E-mail: mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье приведены результаты комплексных исследований кавернозных образцов керна с моделированием насыщенности пород, характерным для зоны исследований ЯМК, с использованием специальной конструкции, позволяющей удерживать жидкость во внешних кавернах во время ЯМР-измерений. Для проведения работы был выбран ЯМР-релаксометр GeoSpec DRX-HF, резонансная частота которого совпадает со скважинным прибором. Стандартные значения отсечек остаточной воды и каверн для карбонатных пород, применяемых при интерпретации ЯМК, равняются 90 мс и 750 мс соответственно. Нередко их использование даёт ошибочные значения остаточной водонасыщенности и каверновой пористости. В работе рассмотрен стандартный способ определения отсечки, отделяющей остаточную воду от свободной, а также предлагается эффективный способ определения отсечки каверн путем комбинирования лабораторных ЯМР-исследований и метода РКТ.

Ключевые слова: общая пористость по ЯМР, каверновая пористость, геофизические исследования скважин (ГИС), ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), ядерно-магнитный резонанс (ЯМР), метод рентгеновской компьютерной томографии (РКТ), специальная конструкция для удержания жидкости в кавернах, распределение (спектр) времени поперечной релаксации T_2 , объемная релаксация, поверхностная ре-

лаккация, диффузионная релаксация, граничное значение отсечки, отделяющей остаточную воду ($T_{2гр.}$), граничное значение отсечки каверн ($T_{2гр.кав.}$), метод фиксированного граничного значения (CBVI), спектральный метод (SBVI), водородосодержание, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), остаточная водонасыщенность, призабойная зона пласта, экстракция, обессоливание, битум, технологические жидкости

Для цитирования: Загидуллин М.И., Кузнецов Е.Г., Потапов А.Г., Гильманов Я.И., Локшин Д.А. Оценка влияния проникновения фильтрата бурового раствора в кавернозных коллекторах пласта Б5 Даниловского месторождения на результаты ЯМК //Нефтяная провинция.-2020.-№4(24).-С.175-196. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.175-196>

Abstract. The paper presents the results of integrated cavernous core sample studies with imitation of rock saturation typical for NMR studies area using a specially designed structure that allows fluid retention in outer caverns during NMR measurements. GeoSpec DRX-HF NMR-relaxometer has been selected for the studies whose resonant frequency is the same as of a downhole logging tool. Standard cutoffs for irreducible water and caverns in carbonate reservoirs applied for NMR interpretation are 90 ms and 750 ms, respectively. Their application often results in incorrect values of residual oil saturation and vuggy porosity. The paper discusses a common technique to define a cutoff that differentiates irreducible water from free water, as well as offers an efficient method to define cavern cutoffs by combination of laboratory NMR studies and X-ray computer tomography.

Key words: *total porosity according to NMR studies, cavernous porosity, well logging, X-ray computer tomography, nuclear magnetic logging (NML), nuclear magnetic resonance (NMR), specialized structure to retain fluid in caverns, NMR T2 distribution, bulk relaxation, surface relaxation, diffusional relaxation, irreducible water cutoff value, cavern cutoff value, fixed cutoff value method, spectral method, hydrogen content, permeability and porosity, residual water saturation, formation pay zone, extraction, desalting, bitumen, process liquids*

For citation: M.I. Zagidullin, E.G. Kuznetsov, A.G. Potapov, Ya.I. Gilmanov, D.A. Lokshin Ocenka vlijaniya proniknovenija fil'trata burovogo rastvora v kavernozyh kollektorah plasta B5 Danilovskogo mestorozhdenija na rezul'taty JaMK [Effect of mud filtrate invasion in cavernous reservoirs of B5 horizon in the Danilovsky field on NMR results]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(24), 2020. pp.175-196. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.175-196> (in Russian)

Введение

Объектом исследования является продуктивный пласт Б5 одного из месторождений Восточной Сибири. Данный пласт сложен карбонатными породами, которые можно охарактеризовать как уникальные по сложности осадочные отложения. Им присущи многокомпонентный минераль-

ный состав, изменчивость коллекторских свойств, сложная структура пустотного пространства и высокая кавернозность. Для исследуемых отложений по данным керновых исследований и интерпретации специальных методов ГИС установлено, что определяющую роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств играет именно каверновая составляющая. Стоит отметить также, что для данного объекта исследования развитой системы трещин не наблюдается.

Исходя из всего вышесказанного: для достоверного определения фильтрационной составляющей необходимо разделять коллектора по структуре пустотного пространства, тем самым, исключая искажающий фактор, связанный с неоднородностью емкостного пространства.

Традиционно лабораторные исследования керна являются фундаментом для создания петрофизической основы интерпретации материалов ГИС [1]. Одним из наиболее информативных геофизических методов является ЯМК. Петрофизические исследования кавернозного керна месторождений Восточной Сибири в лаборатории методом ЯМР имеют свои сложности: 1) трудность оценки величины каверновой пористости при измерении гравиметрическим методом, так как происходит вытекание жидкости из внешних каверн; 2) использование в качестве флюида насыщения пластовой воды [2]; 3) трудность оценки отсечек $T_{2гр.}$ и $T_{2гр.кав.}$ на образцах, насыщенных пластовой водой [3].

Сложность в использовании пластовой воды заключается в ее аномальных свойствах в связи с содержанием в ней пара- и ферромагнетиков, которые способствуют значительному укорочению времен релаксации. На рис. 1 изображены спектры флюидов, измеренных в свободном объеме и приуроченных к месторождениям Восточной Сибири. Для сравнения приведены спектры времен поперечной релаксации T_2 (спектры T_2) керосина и дистиллированной воды.

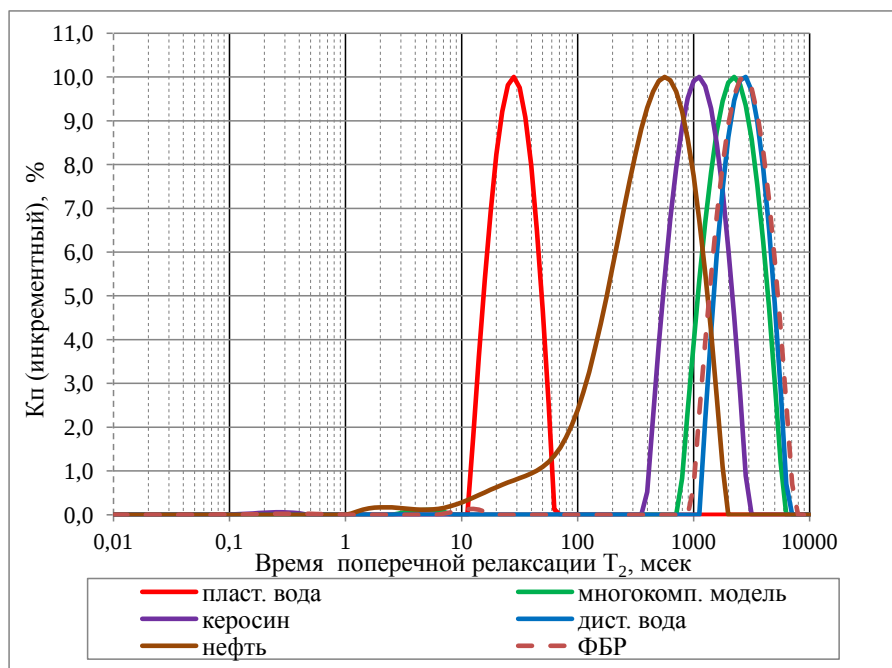


Рис. 1. Анализ распределений T_2 для различных флюидов в свободном объеме

Как видно из рис. 1, времена релаксации T_2 пластовой воды короткие и спектр T_2 узкий. Если посмотреть на каротаж ЯМК, выполненном в интересующем нас интервале, то видно, что спектр T_2 флюидов, находящихся в пласте, т.е. остаточной воды, нефти и фильтрата бурового раствора более широкий (Рис. 2а, столбец «спектр ЯМК 2D»), чем мы получаем в лаборатории в случае насыщения образцов керна пластовой водой (Рис. 2б). Это связано с тем, что породы в интересующем нас интервале преимущественно гидрофобные, пластовая вода является несмачивающей фазой, а нефть — смачивающей. В случае насыщения керна несмачивающей фазой, в нашем случае пластовой водой, основной вклад в релаксацию вносят объемная и диффузионная релаксации. Поэтому сигнал ЯМР представляет собой одномодальное распределение T_2 , совпадающее с распределением T_2 пластовой воды в свободном объеме (Рис. 1). Так как нефть является смачивающей фазой для гидрофобных коллекторов, то основной вклад в релаксацию будет вносить поверхностная релаксация, которая имеет прямую связь с размером пор [4]. Соответственно, если гидрофобный коллектор преимущественно насыщен нефтью, что видно в интересующем нас интервале на ЯМК, то распределение T_2 на ЯМК будет совпадать с распределением пор

по размеру. Поэтому для получения корректной информации о петрофизических свойствах изучаемых образцов керна и создания основы для интерпретации ЯМК, в лаборатории необходимо проводить ЯМР-исследования на керне, в поровом пространстве которых находятся те же флюиды, что и в призабойной зоне пласта (характеризующей радиус исследования ЯМК) [4].

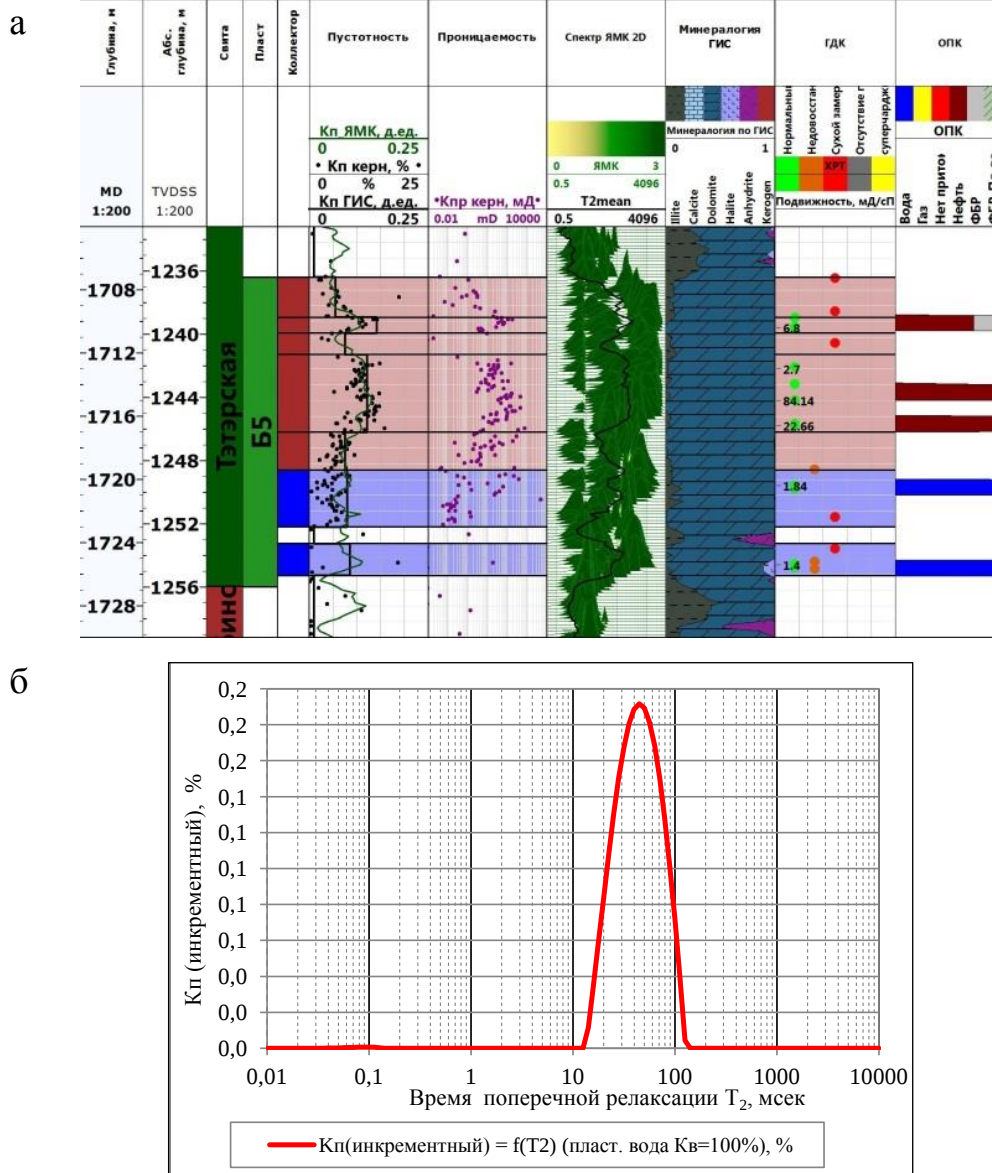


Рис. 2. Сравнение спектра ЯМК, проведенного на скважине (а) и спектра ЯМР, полученного в лаборатории (б)

Для примера на рис. 3 изображены спектры T_2 образца доломита с остаточной водой и нефтью и образца, 100% насыщенного пластовой водой, полученные в лаборатории с использованием ЯМР-релаксометра Ge-

оСрес DRX-HF. Спектр T_2 образца при 100% водонасыщении пластовой водой узкий, а спектр T_2 образца с остаточной водой и нефтью более широкий, т.к. нефть является смачивающей фазой, по которому можно получить информацию о структуре порового пространства образца.

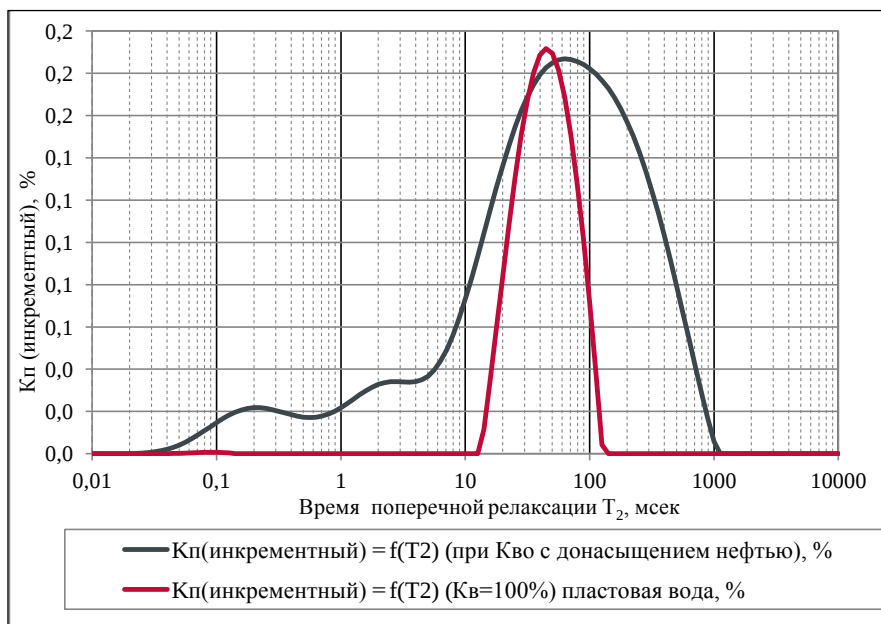


Рис. 3. Распределения T_2 для образцов: 1) при остаточном водонасыщении с донасыщением нефтью (черная кривая), 2) при 100% насыщении пластовой водой (красная кривая)

На рис. 4 изображены спектры T_2 образца доломита после экстракции в состоянии 100% водонасыщения пластовой водой и остаточного водонасыщения. Значение отсечки $T_{2гр.}$, отделяющей остаточную воду, равняется 33,7 мс, тогда как стандартное значение отсечки для карбонатных пород составляет 92 мс. Пара- и ферромагнетики, содержащиеся в пластовой воде, занижают значение отсечки $T_{2гр.}$. Спектры T_2 на кривых ЯМК в водонасыщенных интервалах Даниловского месторождения достаточно широкие (Рис. 2а, столбец «спектр ЯМК 2D») в отличие от узких спектров T_2 , полученных в лаборатории (Рис. 4). Как было сказано ранее, это связано с механизмами релаксации флюидов, смачивающих или не смачивающих породу. Дело в том, что в водонасыщенных интервалах Даниловского месторождения кроме пластовой воды содержится остаточная нефть и фильтрат бурового раствора в околоскважинной зоне. Поэтому для корректного расчета отсечек $T_{2гр.}$ и $T_{2гр.кав.}$ в лаборатории необходимо прово-

дить ЯМР-исследования на керне, в поровом пространстве которого находятся те же флюиды, что и в призабойной зоне пласта.

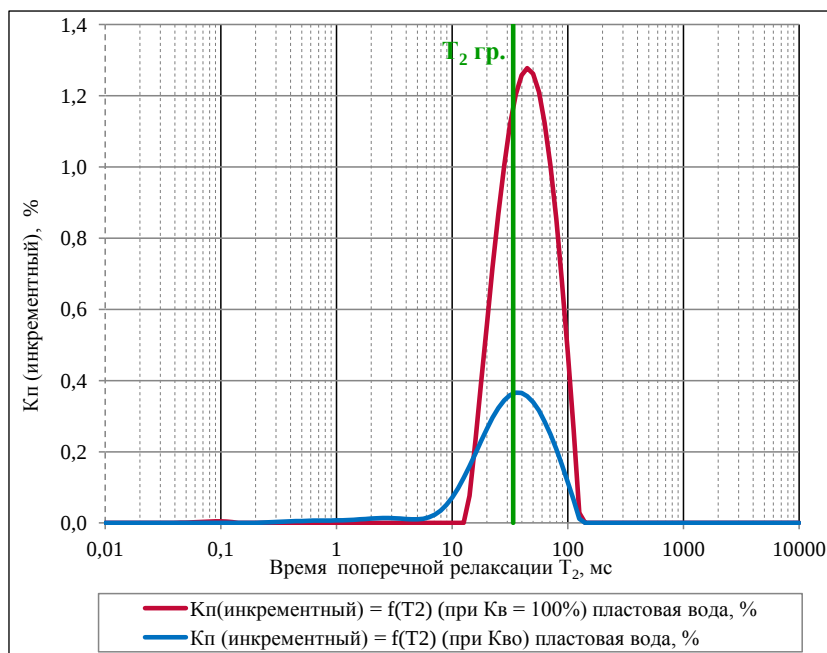


Рис. 4. Анализ распределений T_2 (инкрементное) для образца Даниловского месторождения при 100% и остаточном насыщении пластовой водой (красная и синяя кривые)

Целью нашего исследования является уточнение отсечек $T_{2гр.}$ и $T_{2гр.кав.}$ в кавернозных коллекторах пласта Б5 Даниловского месторождения, определенных в лаборатории с помощью ЯМР-релаксометра, для дальнейшей интерпретации каротажа ЯМК.

Отличительной особенностью данной работы является то, что полученные результаты основаны на замерах на ЯМР-релаксометре со специальной конструкцией для удержания жидкости в кавернах во время лабораторных ЯМР-исследований [5]. Результаты, полученные с использованием специальной конструкции для удержания жидкости в кавернах, являются более точными.

Мы получаем распределение времени поперечной релаксации T_2 от образца, насыщенного жидкостью с учетом полностью заполненных каверн, что необходимо для определения отсечки $T_{2гр.кав.}$. Стандартное значение отсечки каверн, применяемое для интерпретации ЯМК, равняет-

ся 750 мс. Нередко использование этой отсечки дает ошибочное значение каверновой пористости. Мы разработали эффективный способ определения отсечки $T_{2гр.кав.}$ для кавернозных образцов керна путем комбинирования лабораторных ЯМР-исследований и метода рентгеновской компьютерной томографии (РКТ) на основе разработанной конструкции для удержания жидкости в кавернах во время лабораторных ЯМР-исследований [5].

Метод (и/или Теория)

На первом этапе исследований проводится изучение пустотного пространства полноразмерного керна методом рентгеновской компьютерной томографии (РКТ). Метод РКТ позволяет оценить наличие пустот с размером более 1 мм. Далее из интересующих нас участках с наибольшей кавернозностью из полноразмерного керна выбурируются образцы диаметром 40 мм. Затем повторно проводится РКТ на 40 мм образцах. Далее проводятся экстракция, обессоливание, оценка ФЕС по газу и замер ЯМР на сухих образцах. Обессоливание образцов проводится с целью обеспечения чистоты эксперимента. После этого образцы насыщают, определяют пористость гравиметрическим методом и проводят замер ЯМР. Результатом ЯМР-исследований являются определяемые значения общей пористости и построение кривых распределения времён поперечной релаксации T_2 , по которым возможно оценочно судить о распределении жидкости в образце в соответствии с размерами пор.

Для того чтобы с помощью лабораторного прибора получить данные, пригодные для калибровки ЯМК, необходимо, чтобы резонансная частота скважинного и лабораторного приборов совпадали. В ООО «ТННЦ» имеются несколько ЯМР-релаксометров, работающие на разных частотах: 2,3 (GeoSpec DRX-HF, датчики для образцов 30, 38 и 75 мм) и 12 МГц (Хроматэк-Протон - 20, образцы 30 и 38 мм), которые имеют свои плюсы и минусы. Опыт эксплуатации этих релаксометров позволяет обоснованно выбрать наиболее предпочтительный для изучения каверноз-

ных образцов.

Достоинством GeoSpec DRX-HF является возможность изучения образцов большого диаметра (до 75 мм), отличное программное обеспечение, высокая точность измерений, минусом, несомненно, является высокая стоимость и иностранное происхождение.

Плюсом ЯМР-релаксометра Хроматэк-Протон 20 является его низкая стоимость и то, что он изготовлен в РФ. Минус ЯМР-релаксометра Хроматэк-Протон, работающего на частоте 12 МГц, заключаются в несовершенстве программного обеспечения [6], более высокая погрешность по сравнению с импортными релаксометрами, ограничения по размеру изучаемых образцов (38 мм), спектры времен релаксации, получаемые на данном релаксометре, сильно отличаются от спектров импортных релаксометров по причине несовершенства ПО и более высокой резонансной частоты.

Для проведения данной работы был выбран иностранный прибор GeoSpec DRX-HF, так как при соблюдении условий моделирования, аналогичных данным каротажа, в лаборатории можно обеспечивать поддержку ЯМК только для скважинных приборов с частотой 2 МГц.

Результаты исследований

Объектом лабораторного исследования являются 6 кавернозных образцов диаметром 40 мм Даниловского месторождения. В табл. 1 приведен список характеристик исследованных образцов кавернозного керна.

Таблица 1

Характеристики исследованных образцов

№ п/п	№ образца	Тип горной породы	Приуроченность	Длина, см	Диаметр, см
1	Обр. 1	Доломит	пласт Б5	6,984	3,752
2	Обр. 2			6,871	3,751
3	Обр. 3			7,084	3,736
4	Обр. 4			6,946	3,741
5	Обр. 5			7,009	3,747
6	Обр. 6			6,913	3,747

Первоначально на сухих обессоленных образцах был проведен РКТ. На рис. 5 изображены объемные томограммы 6 исследованных образцов керна, в которых поровое пространство отображено синим и оттенками синего цвета. Также были проведены замеры методом ЯМР на сухих образцах, высушенных при 105°C. Получены значения в процентах пористости, составляющие 0,71 – 1,1%, в среднем – 0,88%. Это значение вычитали из величины пористости по ЯМР для каждого образца.

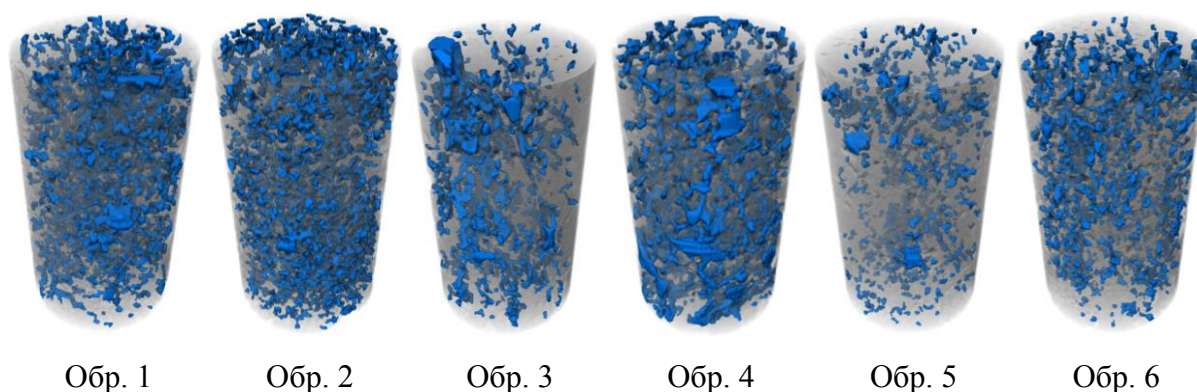


Рис. 5. Объемные томограммы исследованных кавернозных образцов

В табл. 2 указаны рассчитанные методом РКТ значения каверновой пористости, а также значения пористости по газу и жидкости на исследуемых образцах.

Таблица 2

Значения пористости исследованных образцов

№ п/п	№ образца	Каверновая пористость (РКТ), %	Пористость по газу, %	Пористость по жидкости, %	Жидкость насыщения
1	Обр. 1	5,5	18,1	17,4	Пластовая вода
2	Обр. 2	6,6	13,7	12,7	
3	Обр. 3	3,9	10,3	9,4	
4	Обр. 4	7,0	10,2	7,6	
5	Обр. 5	1,8	11,0	10,6	
6	Обр. 6	2,9	13,7	13,2	

Как видно из табл. 2, пористость по газу выше пористости по жидкости, что связано с вытеканием жидкости из внешних каверн. Учитывая величину каверновой пористости, определенную методом РКТ, можно сделать вывод о том, что вытекание жидкости во время измерений пористости

гравиметрическим методом происходит только из части каверн, примыкающих к торцам и боковым стенкам образцов.

На рис. 6 показаны спектры времен поперечной релаксации для исследованных образцов керн при 100% насыщении пластовой водой. Для сохранения воды во внешних кавернах измерения проведены в специальной конструкции [5]. Получаемое в этом случае распределение времени поперечной релаксации представляет собой суммарное наложение «полезного» и «паразитного» сигналов: «полезного» - от образца, насыщенного жидкостью с учетом полностью заполненных каверн (что нам необходимо); «паразитного» - от водородосодержания конструкции и излишней жидкости насыщения, присутствующей внутри ее зазоров, создающего погрешность. Для избавления от «паразитной» составляющей производится дополнительное ЯМР-измерение конструкции с жидкостью, а затем «паразитный» сигнал вычитается из суммарного. Все ЯМР-исследования проведены с использованием конструкции.

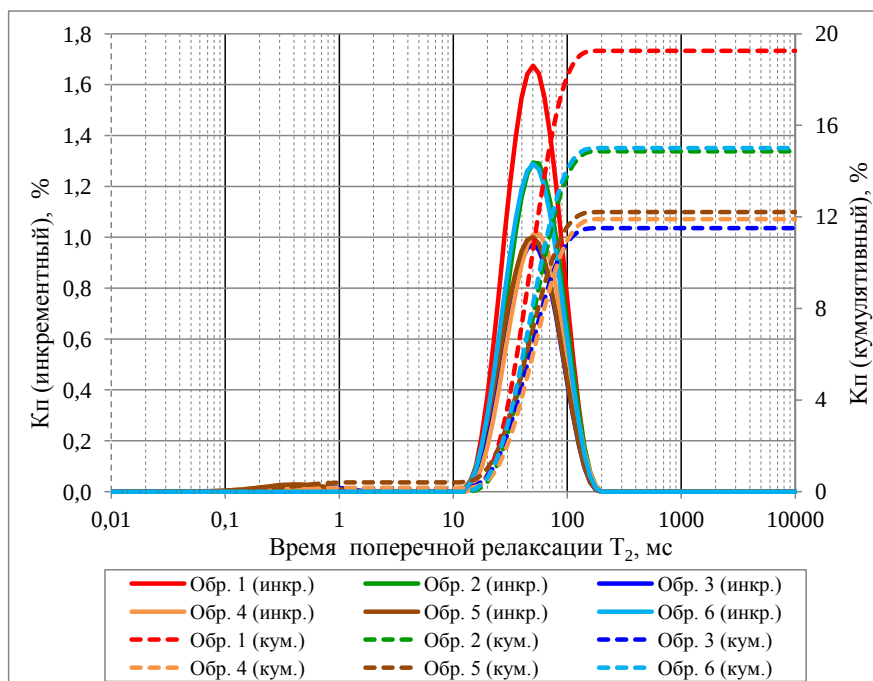


Рис. 6. Анализ распределений T_2 для исследованных кавернозных образцов при 100% водонасыщении пластовой водой

Затем на образцах было создано остаточное водонасыщение с помощью индивидуального капилляриметра. При совмещении продолжений

кумулятивных кривых образца, полученных при 100% водонасыщении и остаточном водонасыщении, были рассчитаны отсечки $T_{2гр.}$, отделяющие остаточную воду. Полученные спектры T_2 на примере образца 1 изображены на рис. 7. Рассчитанные значения отсечек $T_{2гр.}$ и значений $K_{во}$, вычисленные с помощью метода фиксированного граничного значения (SBVI) и спектрального метода (SBVI), приведены в табл. 3.

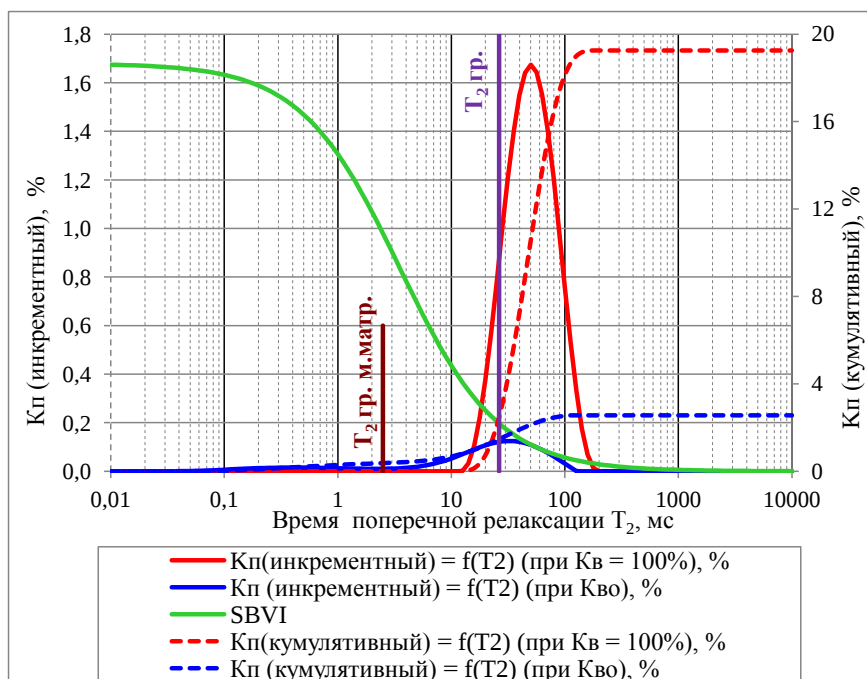


Рис. 7. Анализ распределений T_2 при 100% и остаточном водонасыщении пластовой водой на примере образца 1

Таблица 3

Значения пористости, остаточной водонасыщенности и отсечек $T_{2гр.}$ ($K_v=100\%$, $K_{во}$)

№ п/п	№ образца	Пористость по ЯМР, %	Рассчитанное $T_{2гр.}$, мс	$K_{во}$ по ЯМР (по SBVI), %	$K_{во}$ по ЯМР (по SBVI), %	$K_{во}$ по грав. методу, %
1	Обр. 1	19,3	26,5	13,3	13,3	12,7
2	Обр. 2	14,9	34,9	25,5	25,5	26,2
3	Обр. 3	11,5	33,8	29,2	29,2	31,7
4	Обр. 4	11,9	28,9	15,4	15,4	12,9
5	Обр. 5	12,2	36,6	36,5	36,5	39,2
6	Обр. 6	15,0	32,4	24,0	24,0	23,5

Остаточная водонасыщенность была рассчитана по обоим методикам – по граничному значению и по SBVI. Значения остаточной водонасыщенности с помощью метода SBVI были рассчитаны на основании функций

средневзвешенного с использованием коэффициентов m и b , где коэффициент функций $b=1$.

На следующем этапе эксперимента образцы были донасыщены керосином, затем керосин был замещен нефтью на фильтрационной установке. Проведен замер ЯМР в конструкции, полученные спектры времен поперечной релаксации представлены на рис. 8, полученные результаты приведены в табл. 4.

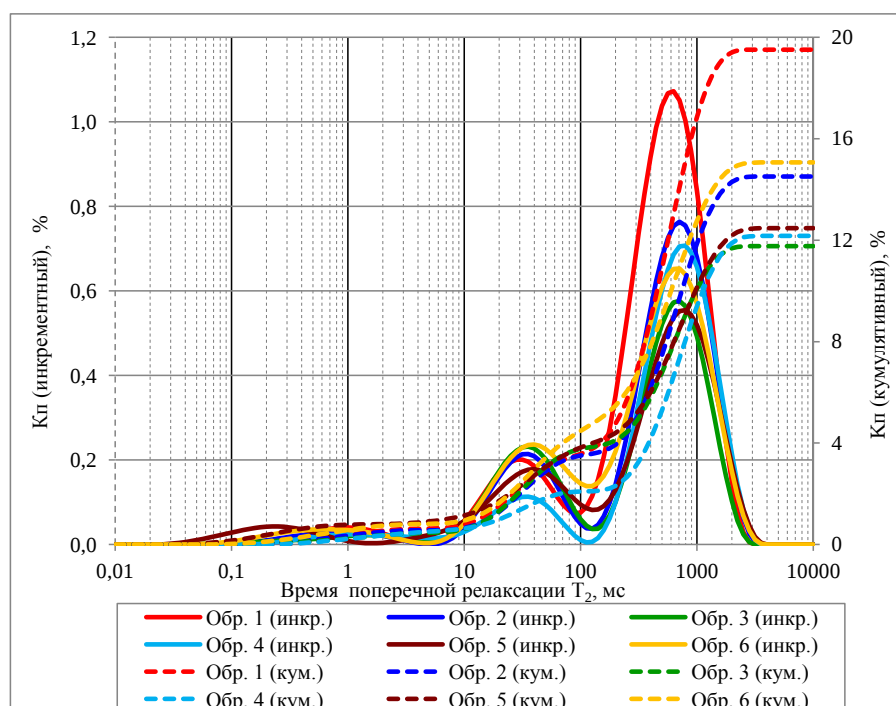


Рис. 8. Анализ распределений T_2 исследованных кавернозных образцов при остаточном водонасыщении пластовой водой с донасыщением нефтью

Таблица 4

Значения каверновой пористости, отсечек $T_{2гр.кав.}$ после донасыщения нефтью

№ п/п	№ образца	Каверновая пористость по РКТ, %	Каверновая пористость по ЯМР (750 мс), %	Пористость по ЯМР, %	Рассчитанное $T_{2гр.кав.}$, мс
1	Обр. 1	5,5	5,0	19,5	703,1
2	Обр. 2	6,6	4,5	14,5	540,9
3	Обр. 3	3,9	3,0	11,8	626,9
4	Обр. 4	7,0	4,5	12,2	493,2
5	Обр. 5	1,8	3,7	12,5	1143,7
6	Обр. 6	2,9	3,8	15,1	884,3

Как видно из табл. 4, использование стандартного общепринятого значения отсечки каверн в 750 мс приводит к ошибочным значениям каверновой пористости по ЯМР, что будет происходить с меньшей вероятностью в случае использования рассчитанных нами уточненных отсечек $T_{2гр.кав.}$.

Во время бурения скважины происходит проникновение фильтрата бурового раствора (ФБР) в каверны околоскважинного пространства, что необходимо учитывать при определении отсечки $T_{2гр.кав.}$. Для моделирования проникновения ФБР в каверны в лаборатории проведено вытеснение нефти ФБР на исследуемых образцах. Полученные спектры времен поперечной релаксации исследованных образцов керна изображены на рис. 9. С учетом знания каверновой пористости по РКТ были рассчитаны значения $T_{2гр.кав.}$ (Табл. 5).

Среднее значение отсечки каверн, полученной на исследованных 40-мм образцах, получилось равным 951 мс.

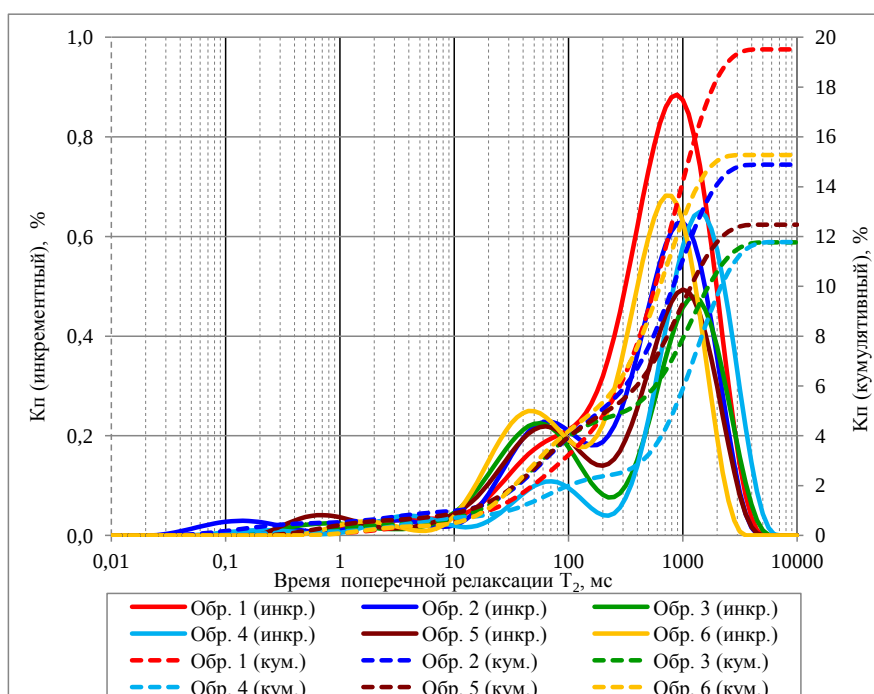


Рис. 9. Анализ распределений T_2 исследованных кавернозных образцов при остаточном водонасыщении, остаточном нефтенасыщении с донасыщением фильтратом бурового раствора

Таблица 5

Значения каверновой пористости, отсечек $T_{2гр.кав.}$ после вытеснения нефти ФБР

№ п/п	№ образца	Каверновая пористость по РКТ, %	Каверновая пористость по ЯМР (750 мс), %	Пористость по ЯМР, %	Рассчитанное $T_{2гр.кав.}$, мс
1	Обр. 1	5,5	7,5	19,5	976,4
2	Обр. 2	6,6	5,4	14,9	592,1
3	Обр. 3	3,9	4,9	11,8	991,5
4	Обр. 4	7,0	7,3	11,8	801,1
5	Обр. 5	1,8	4,4	12,5	1400,4
6	Обр. 6	2,9	4,2	15,3	945,4

Чтобы проверить наши результаты, мы их сравнили с каротажем ЯМК (Рис. 10). На рис. 10 красной линией показано изменение величины каверновой пористости, рассчитанной по каротажу ЯМК с помощью отсечки, максимально подобной данным томографии полноразмерного керна, т.е. 250 мс, от глубины по ГИС. Синими точками приведены данные томографии исследованных кавернозных образцов керна. Как видно из графика, некоторые образцы, например, № 4 и № 6, выпадают из зависимости. Разница в величине каверновой пористости может быть связана с влиянием масштабного эффекта исследованных образцов.

Скорректировав значение каверновой пористости, мы пересчитали величины отсечек индивидуально для каждого образца. Полученные результаты приведены в табл. 6.

Как видно по разрезу (Рис. 10), кавернозная составляющая меняется, в одних участках высокая, в других – низкая. Логично будет использовать не среднюю отсечку каверн, а плавающую (динамическую), т.е. индивидуальную, рассчитанную для каждого образца (Табл. 6). Согласно табл. 6, мы сопоставили пористость по ЯМР и рассчитанные индивидуальные отсечки для каждого образца, и получилась неплохая зависимость (зависимость построена по пяти образцам) (Рис. 11).

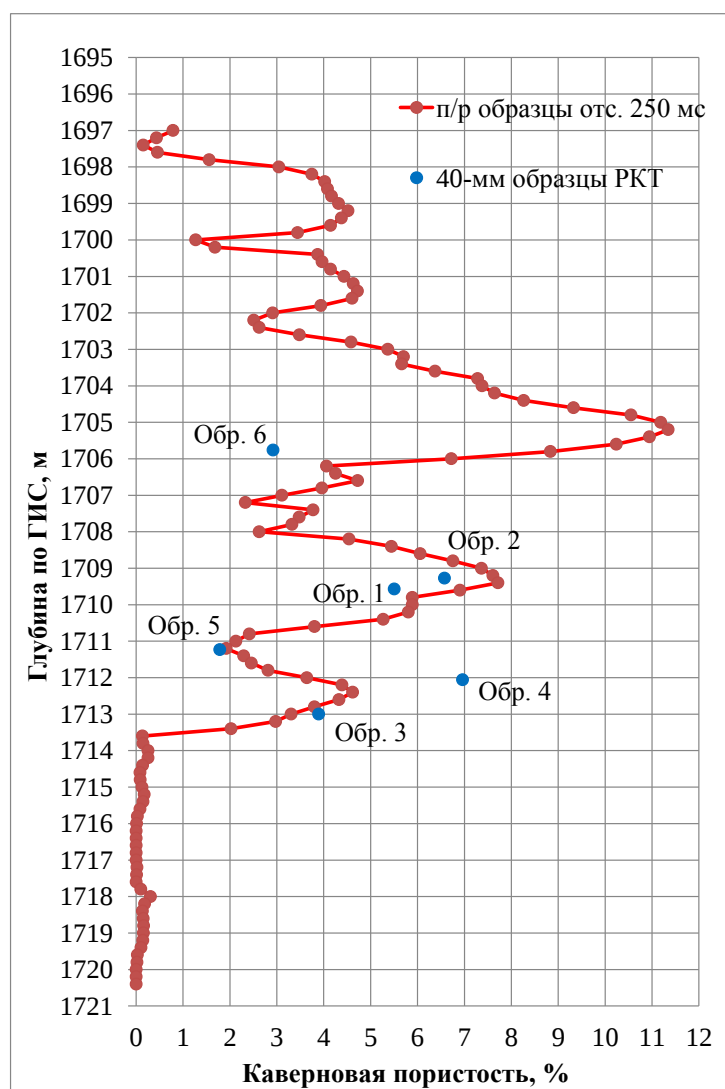


Рис. 10. График изменения каверновой пористости по глубине по ГИС

Таблица 6

**Комплексные результаты определения отсечек каверн исследованных образцов
($K_{во}$, $K_{но}$, $\Phi БР$)**

№ п/п	№ образца	Глубина по ГИС, м	Каверновая пористость по РКТ (40 мм обр.), %	Каверновая пористость по РКТ (п/р обр.), %	Пористость по ЯМР, %	Рассчитанное $T_{2гр.кав.}$, мс
1	Обр. 1	1709,6	5,5	6,9	19,5	812,5
2	Обр. 2	1709,3	6,6	7,6	14,9	466,6
3	Обр. 3	1713,0	3,9	3,8	11,8	1014,2
4	Обр. 4	1712,1	7,0	4,4	11,8	1314,6
5	Обр. 5	1711,2	1,8	1,9	12,5	1353,7
6	Обр. 6	1705,8	2,9	8,8	15,3	300,5

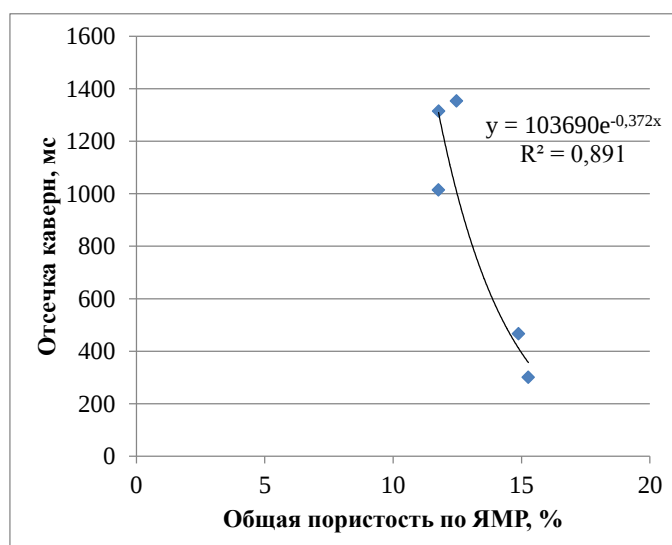


Рис. 11. График зависимости пористости по ЯМР от индивидуальных отсечек каверн

Далее мы применили эту зависимость для интерпретации данных ЯМК. Планшет с каверновой пористостью, рассчитанной по динамической отсечке, приведен на рис. 12.

Как видно из рис. 12, в интервале 1705 м – 1711 м каверновая пористость, рассчитанная по динамической отсечке, неплохо сопоставляется с томографией кроме двух зон (1 и 2) в начале и конце представленного разреза. Различие в каверновой пористости в зоне 1 объясняется влиянием газа, а также тем, что из этой зоны не были отобраны образцы на исследование. В зоне 2, возможно, произошло влияние битумов. На спектре ЯМК битумы релаксируют в коротких временах T_2 , а в лаборатории на керне после экстракции часть битумов из образцов может вымываться, поры, ранее занятые битумом, становятся открытыми, которые при дальнейшем насыщении заполняются флюидом (например, водой), релаксирующим в более длинных временах T_2 .

Для получения точных результатов необходимо охватывать весь исследуемый интервал путем исследования большего количества образцов во всем диапазоне пористости и проницаемости.

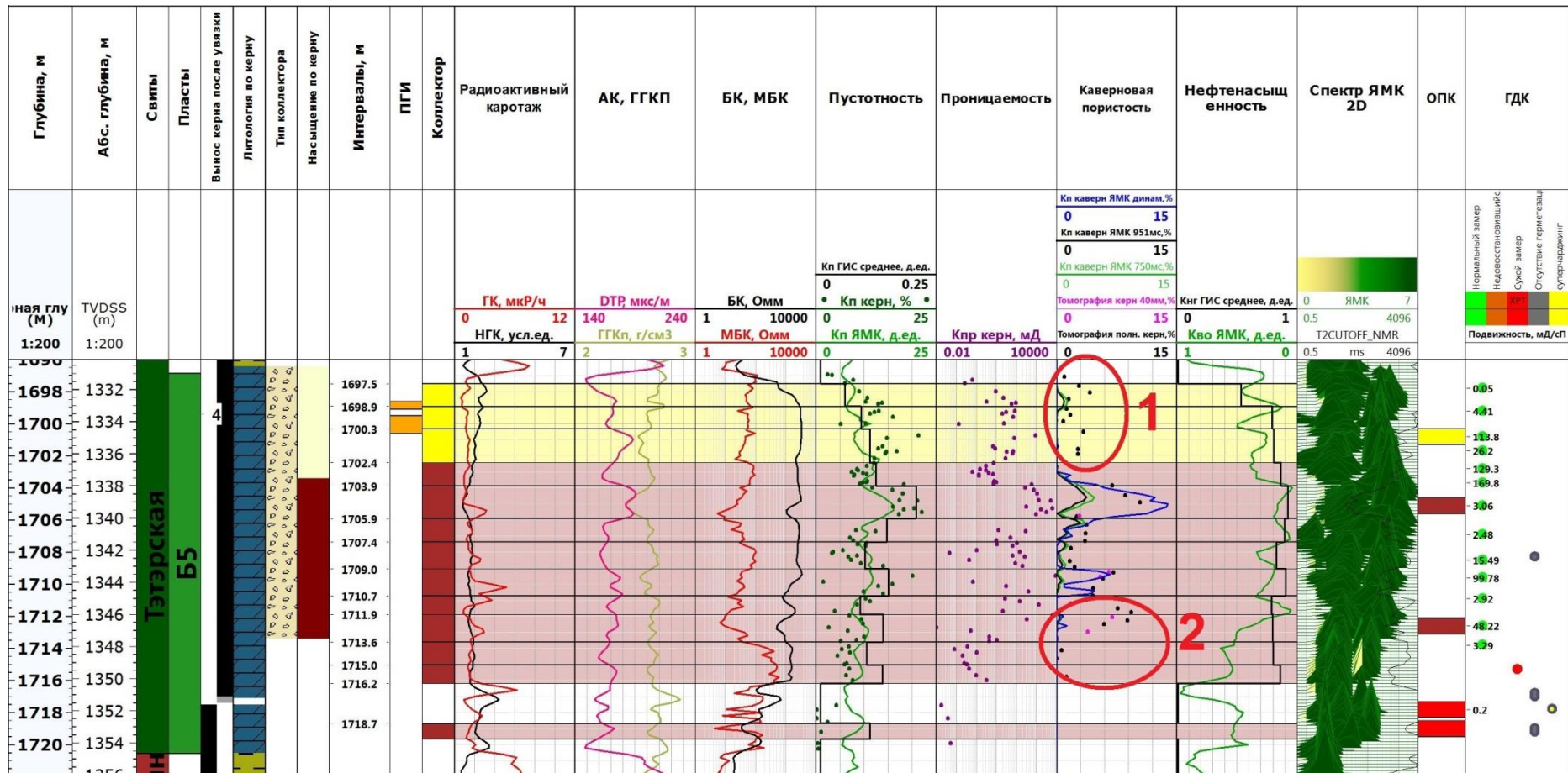


Рис. 12. Планишет пласт Б5 скв. XX

Когда обеспечивается подобие свойств технологических жидкостей, условий проведения измерений скважинного и лабораторного приборов и релаксирующие параметры модельной среды сопоставимы со скважинными, то получается хорошая сходимость между лабораторными и скважинными данными.

Выводы и рекомендации

На основе проведенных исследований получены следующие выводы:

1. Полученные значения общей пористости методом ЯМР на всех этапах исследований хорошо сопоставимы между собой.
2. Рассчитаны значения остаточной водонасыщенности на исследованных кавернозных образцах двумя методами (методом фиксированного граничного значения и спектрального метода), которые показали хорошую сходимость между собой, а также с гравиметрическим методом.
3. Адаптирована методика исследования кавернозных образцов с использованием специальной конструкции. Методика позволяет получить значения уточненной величины отсечки $T_{2\rho, \text{кав.}}$ для оценки каверновой пористости методом ЯМР.
4. Использована уточненная динамическая отсечка каверн для интерпретации ЯМК пласта Б5. Каверновая пористость, рассчитанная по динамической отсечке, неплохо сопоставляется с данными томографии кроме двух зон. Отличие в зоне 1 объясняется влиянием газа, в зоне 2 – возможно, влиянием битумов. Рекомендуются провести лабораторные исследования методами ЯМР и РКТ на образцах керна, в которых визуально и по данным пиролиза подтверждено наличие битумов.
5. Рекомендуются для получения более точных результатов охватывать весь исследуемый интервал путем исследования большего количества образцов во всем диапазоне изменения пористости и проницаемости.

6. Необходимо обеспечивать подобие свойств технологических жидкостей (релаксирующие параметры модельной среды должны быть сопоставимы со скважинными) и условий проведения измерений для калибровки ЯМК.
7. Рекомендуются использовать фильтрат бурового раствора, привезенный со скважины, для проведения лабораторных исследований.
8. При соблюдении условий моделирования, максимально приближенных к условиям проведения ГИС, в лаборатории можно обеспечивать поддержку ЯМК, наилучшие результаты получаются при совпадении частоты прибора ЯМК и ЯМР релаксометра. В нашем случае это 2 МГц. При отсутствии данных ЯМР рекомендуется использовать данные рентгеновской томографии для определения динамической (плавающей) или средней отсечки для интерпретации ЯМК.

Список литературы

1. В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников / Петрофизика: учебник для вузов // Москва, Недра, 1991 г.
2. М.А. Михальцев, Е.В. Терлеева, «Шлюмберже Лоджико, Инк.». Отчёт «Комплексное изучение карбонатных коллекторов преображенского горизонта с целью выбора оптимальных технологий по увеличению нефтеотдачи пласта» // 2013. – С. 261-262.
3. В.Г. Топорков и др., ООО «Арктик-ГЕРС» и др. Труды Всероссийской научно-практической конференции «Ядерно-магнитные скважинные и аналитические методы в комплексе ГИС при решении петрофизических, геофизических и геологических задач на нефтегазовых месторождениях» // 2014. – С. 233-248.
4. Д.Р. Коатес, Ли Чи Хиао, М.Д. Праммер Каротаж ЯМР: принципы и применение. – Хьюстон: Halliburton Energy Services // 1999. – С. 71-88.
5. SPE-187871-RU. И.А. Вахрушева, Я.И. Гильманов, М.Ю. Николаев, М.И. Загидуллин, ООО «ТННЦ». Комплексная методика лабораторных исследований кавернозных образцов керна // 2017. – 17 с.
6. В.Г. Топорков, П.В. Кошкин (ООО «Арктик-ГЕРС»), М.Ю. Зубков, А.Г. Потапов (ООО «ЗапСибГЦ»). Сопоставление результатов измерений релаксационных кривых ЯМР, выполненных на одной коллекции образцов в пяти лабораториях России - Труды Всероссийской научно-практической конференции «Ядерно-магнитные скважинные и аналитические методы в комплексе ГИС при решении петрофизических, геофизических и геологических задач на нефтегазовых месторождениях» (30 сентября – 2 октября 2014 г. Тверь). – М.: ВНИИгеосистем, 2014 – 352 с.: ил. С. 279-292

References

1. V.M. Dobrynin, B.Yu. Vendelshtein, D.A. Kozhevnikov Petrophysics: textbook for higher education. Moscow, Nedra Publ., 1991 (in Russian)
2. M.A. Mikhaltsev, E.V. Terleeva M.A. *Kompleksnoe izuchenie karbonatnykh kollektorov preobrazhenskogo gorizonta s cel'yu vybora optimal'nykh tekhnologiy po uvelicheniyu nefteotdachi plasta* [Carbonate reservoir characterization in Preobrazhensky horizon to select optimum EOR technologies]. 2013, pp.261-262 (in Russian)
3. V.G. Toporkov *Yaderno-magnitnye skvazhinnye i analiticheskie metody v komplekse GIS pri reshenii petrofizicheskikh, geofizicheskikh i geologicheskikh zadach na neftegazovykh mestorozhdeniyah* [Nuclear magnetic downhole and analytical methods in a logging suite to solve petrophysical, geophysical and geological issues in oil-and-gas fields]. All-Russian Conference proceedings, 2014, pp. 233-248 (in Russian)
4. D.R. Koates, Li Chi Hiao, M.D. Prummer NMR logging: principles and application. Houston, Halliburton Energy Services, 1999, pp.71-88 (in English)
5. I.A. Vakhrusheva, Ya.I. Gilmanov, M.Yu. Nikolaev, M.I. Zagidullin *Kompleksnaya metodika laboratornykh issledovaniy kavernoznykh obrazcov kerna* [Procedure for laboratory examination of cavernous core samples]. SPE-187871-RU, 2017, 17 p (in Russian)
6. V.G. Toporkov, P.V. Koshkin, M.Yu. Zubkov, A.G. Potapov *Sopostavlenie rezul'tatov izmerenij relaksacionnykh krivykh YAMR, vypolnen-nykh na odnoj kollekcii obrazcov v pyati laboratoriyah Rossii* [Comparison of NMR relaxation curve measurement results]. Proceedings of the conference “Nuclear magnetic downhole and analytical methods in a logging suite to solve petrophysical, geophysical and geological issues in oil-and-gas fields”. Moscow, VNIIGeosystem, 2014, 352 p (in Russian)

Сведения об авторах

Загидуллин Максим Ильварович, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. М. Горького, 42
E-mail: mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru

Кузнецов Евгений Геннадьевич, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. М. Горького, 42
E-mail: egkuznetsov2@tnnc.rosneft.ru

Потапов Артем Геннадьевич, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. М. Горького, 42
E-mail: agpotapov@tnnc.rosneft.ru

Гильманов Ян Ирекович, кандидат геолого-минералогических наук, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. М. Горького, 42
E-mail: YIGilmanov@tnnc.rosneft.ru

Локишин Денис Александрович, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»
Россия, 660098, Красноярск, ул. 9 мая, 65д
E-mail: LokshinDA@knipi.rosneft.ru

Authors

M.I. Zagidullin, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
42, M. Gorky st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru

E.G. Kuznetsov, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
42, M. Gorky st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: egkuznetsov2@tnnc.rosneft.ru

A.G. Potapov, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
42, M. Gorky st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: agpotapov@tnnc.rosneft.ru

Ya.I. Gilmanov, PhD, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
42, M. Gorky st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: YIGilmanov@tnnc.rosneft.ru

D.A. Lokshin, LLC RN-KrasnoyarskNIPIneft
65d, 9 May st., Krasnoyarsk, 660098, Russian Federation
E-mail: LokshinDA@knipi.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 23.09.2020
Принята к публикации 17.12.2020
Опубликована 30.12.2020