

doi:10.25689/NP.2019.4.86-104

УДК 622.276.031.011.43:550.822.3

**ОПЫТ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА ДЛЯ  
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЕМКОСТНОГО ПРОСТРАНСТВА  
НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ  
НАДСЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ**

**Гильманов Я.И., Саломатин Е.Н., Абдрахманов Э.С.**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**LESSONS LEARNED FROM LABORATORY CORES ANALYSIS FOR  
DETERMINATION OF STORAGE CAPACITY OF UNCONVENTIONAL  
POST-CENOMANIAN UPPER CRETACEOUS RESERVOIRS**

**Gilmanov Ya.I., Salomatina E.N., Abdrakhmanov E.S.**

LLC «Tyumen Petroleum Research Center»

**E-mail: YIGilmanov@tnnc.rosneft.ru**

**Аннотация.** Для восполнения минерально-сырьевой базы за счёт ввода новых месторождений УВ, нефтегазовые компании начинают активно изучать и разрабатывать месторождения УВ, которые раньше считались неперспективными. В частности, это относится к нетрадиционным коллекторам верхнемеловых надсеноманских отложений.

Цель работы показать развитие технологии изучения керн из слабоконсолидированных и неконсолидированных горных пород верхнемеловых надсеноманских отложений в ООО «ТННЦ» для оценки пористости.

**Ключевые слова:** неконсолидированный и слабоконсолидированный керн, фильтрационно-емкостные свойства, специальные петрофизические исследования керн, ЯМР.

**Abstract.** For replenishment of mineral reserves and resources through bringing into production new oil and gas fields, oil and gas companies actively study and develop hydrocarbon deposits that were not previously considered promising. This is particularly the case with unconventional post-Cenomanian Upper Cretaceous reservoirs.

The purpose of this study is to present development and advances in core analysis of poorly consolidated and unconsolidated Upper Cretaceous post-Cenomanian rocks for determination of reservoir porosity.

**Key words:** *unconsolidated and poorly consolidated core, reservoir quality, special core analysis, nuclear magnetic resonance (NMR).*

Пористость является одной из определяющих характеристик горной породы с точки зрения содержания и добычи углеводородов. Для правильной оценки запасов нефти и газа, геологического и гидродинамического моделирования залежи, необходимы достоверные данные о пористости горной породы в пластовых условиях. При оценке пористости используются в комплексе данные методов ГИС и результаты лабораторных исследований керна. Исследования керна в лаборатории дают информацию о структуре и минеральном составе горной породы, а также предоставляют данные непосредственно о пористости, позволяя проверять и настраивать методы ГИС.

Роль керновых данных резко возрастает при изучении пород, относящихся к коллекторам с трудно извлекаемыми запасами (ТРИЗ). Свою специфику имеет изучение высоко глинистых, сильно набухающих, слабосцементированных горных пород верхнемеловых надсеноманских отложений ряда месторождений Тюменской области. Важная особенность таких пород заключается в том, что резко различаются между собой значения пористости в естественно-насыщенном состоянии ( $K_{п}^{ен}$ ), после экстракции и сушки измеренной по газу ( $K_{пг}$ ), и при полной водонасыщенности моделью пластовой воды ( $K_{пв}$ ). Отличие  $K_{пв}$  от  $K_{п}^{сух}$  может достигать 6 % абсолютных. Такое большое изменение пористости сопровождается ещё одной особенностью высоко глинистых слабосцементированных пород – сильным изменением объёма породы при сушке и насыщении водой. Дополнительные неопределенности возникают при использовании различных технологий сушки образцов. Попытки учесть глинистость и набухаемость пород при расчете пористости проводились и ранее [1, 2]. В Методических рекомендациях по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом (Петерсилье В.И. и

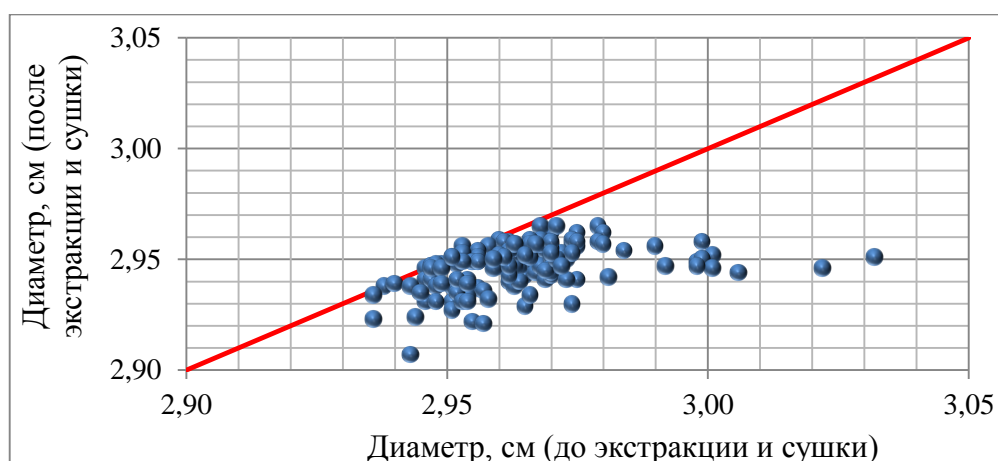
др., 2003) исследования образцов глинистых, разбухающих и разрушающихся пород должны быть выполнены при насыщении образцов раствором хлористого кальция, смеси хлористого натрия и хлористого кальция или керосином [3]. Однако единого подхода к учету влияния этих параметров на пористость не выработано. При предоставлении материалов ПЗ УВ для неконсолидированных и слабоконсолидированных коллекторов в ГКЗ можно встретить ситуацию, когда опорными значениями пористости по керну принимаются данные, полученные по методу Преображенского с насыщением керосином, с другой стороны, в последнее время стала преобладать позиция о необходимости использования значений пористости определенной на образцах насыщенной пластовой водой. По нашему мнению, при лабораторном изучении таких пород необходимо уделять больше внимания исследованиям естественнонасыщенного керна, когда глинистые минералы находятся в естественном состоянии.

В настоящей работе проведено описание методических особенностей определения пористости в высоко глинистых, сильно набухающих, слабосцементированных горных породах кузнецовской свиты. Описан стандартный подход к работе с традиционными коллекторами при определении пористости, дана краткая характеристика каждого лабораторного метода определения Кп. Приведено описание объекта исследования – горных пород туронских отложений и представлена методика работы с такими породами при определении ёмкостных свойств. Показаны результаты определений пористости изучаемых пород, сравнение разных методов определения пористости между собой.

За многолетний период развития лабораторных исследований керна горных пород в России и за рубежом сложился стандартный подход к работе с традиционными коллекторами нефти и газа при определении их ёмкостных свойств. Важной частью стандартного подхода является пробоподготовка образцов керна по ГОСТ 26450.0 [4]. Согласно этому ГОСТу, для определения коллекторских свойств образцы горных пород

должны быть проэкстрагированы и высушены до постоянной массы при температуре  $(105 \pm 2)^\circ\text{C}$ . Для сильно глинистых и загипсованных пород сушку проводят *термовакuumных* шкафах при температуре  $(70 \pm 2)^\circ\text{C}$ , или в сушильных шкафах без вакуумирования с *досушкой* в эксикаторе над хлористым кальцием (или силикагелем). Такой подход подразумевает отсутствие изменений коллекторских свойств горных пород в результате экстракции и последующей сушки, а также то, что результаты оценки пористости должны быть стабильными и воспроизводимыми на всех этапах исследований.

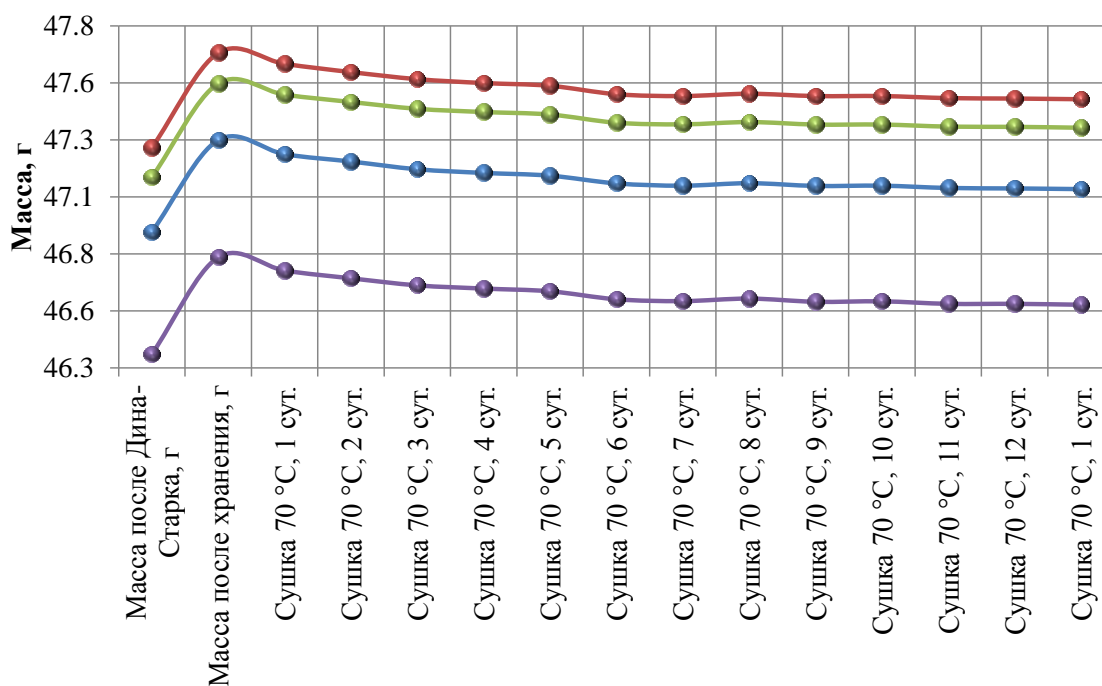
Влияние сушки на образцы керна горных пород кузнецовской свиты наглядно показаны на рис. 1. Видно, что линейные размеры образца могут меняться от сотых до десятых долей сантиметра.



**Рис. 1. Сопоставление диаметра образцов керна до и после проведения сушки и экстракции.**

Сушка образцов из коллекторов с наличием набухающих глин должна быть направлена на удаление подвижной влаги порового пространства без изменения связанной воды глин. Для контроля стабильности масс образцов были проведены методические работы по изучению изменения масс образцов керна после экстракции, сушки, длительного хранения. Выявлена интересная особенность поведения некоторых образцов из верхнемеловых надсеноманских отложений пород. На одном из этапов работ, образцы керна, после отгонки воды методом Дина-Старка и экстракции были

отправлены на длительное хранение в атмосферных условиях. Через некоторое время образцы были взвешены. Масса образцов была заметно выше, чем после отгонки воды в парах толуола при температуре более 110 °С. Последующая вакуумная сушка образцов при температуре 70 °С, не во всех случаях позволила достичь массы образцов, полученной после отгонки воды методом Дина-Старка. На рис. 2 представлена динамика изменения масс образцов. Первая точка – масса образца после отгонки воды методом Дина-Старка. Вторая точка – масса после длительного хранения. Последующие точки – массы образцов после сушки при температуре 70 °С под вакуумом. Стабилизация масс заканчивается на 7-е сутки и в последующем практически не меняется. Отсюда можно сделать вывод, что породы как теряют влагу набухания при сушке, так и приобретают ее в силу своей гигроскопичности при длительном хранении. Следовательно, необходимо контролировать массу образцов на всех этапах исследований и по возможности хранить образцы в эксикаторе с осушителем.



**Рис. 2. Динамика изменения массы образцов керн.**

После проведения подготовительных работ, образцы керна поступают на исследования емкостных свойств. Для определения пористости горных пород в атмосферных условиях используют несколько основных методов; газоволюметрический, жидкостенасыщения (метод Преображенского), ЯМР. Метод ядерного магнитного резонанса для исследования горных пород начал применяться с 80-х годов прошлого столетия, постоянно развиваясь, но в массовую лабораторную практику в России он вошёл в 2000-х годах с появлением в лабораториях, специализированных для изучения керна приборов ЯМР отечественного и зарубежного производства.

Газоволюметрический метод массово применяется в России с середины 90-х, с момента появления в отдельных лабораториях сначала зарубежных, а затем и отечественных приборов: гелиевых порозиметров и совмещённых порозиметров–пермеаметров. Примерами надежных и качественных приборов такого типа являются гелиевый порозиметр UP-300 производства фирмы CoreLab и анализатор пористости и проницаемости AP-608 фирмы Coretest, США.

В гелиевом порозиметре образец помещается в измерительный цилиндр с герметично закрывающейся крышкой без обжима. При заполнении гелием измерительного цилиндра с образцом, измеряется давление, по которому рассчитывается объём твёрдой фазы образца  $V_{\text{тф}}$ . Для расчёта пористости необходимо определить внешний объём образца, который, как правило, определяется по геометрическим размерам. Основная погрешность определения пористости заключается в определении объёма образца. При этом не учитываются возможные дефекты, такие как каверны, сколы, трещины, приводящие к завышению коэффициента открытой пористости [5].

В порозиметрах–пермеаметрах, таких как AP-608 и их аналогах, образец помещается в кернодержатель с обжимом и проводится измерение

объема пор. В зависимости от заданных условий, обжим может меняться от 500 psi до 9500 psi (34-646 бар). Как и в гелиевых порозиметрах, для расчёта коэффициента открытой пористости используется объем образца, рассчитанный из геометрических размеров, что вносит погрешность в определение  $K_p$ . К недостаткам этого метода измерений следует добавить влияние обжима на слабосцементированные породы, приводящего к необратимым деформациям. Также необходимо отметить, что современное оборудование оснащено высокочувствительными измерительными каналами и испытания неэкстрагированных и недосушенных образцов горных пород не рекомендуется.

Для исключения погрешности определения объема образца по геометрическим размерам можно рекомендовать расчёт пористости по гелию с использованием объема пор, измеренного в кернодержателе порозиметра-пермеаметра, и объёма твердой фазы, получаемого на гелиевом порозиметре. При условии сохранения масс и целостности образцов, такой подход позволяет минимизировать или даже исключить влияние ряда дефектов образцов на результаты определения открытой пористости.

Метод жидкостенасыщения, как наиболее доступный, широко распространен в лабораториях по изучению керна. Применительно к слабосцементированным и набухающим породам, использование этого метода вызывает наибольшие трудности. После высушивания образцов керна и стабилизации масс, требуется провести насыщение образцов до полного заполнения всех пор. Для этого используются вакуумные системы насыщения образцов и приборы для создания избыточного давления с целью донасыщения, описанные в ГОСТ 26450.1.

В качестве рабочей жидкости используют керосин, пластовую воду или ее модели, созданные на основе хлористого натрия и других солей. При насыщении образцов водными растворами происходит набухание

глинистых минералов. При этом наблюдается увеличение геометрических размеров, растрескивание и в конечном итоге разрушение образцов. Для сохранения образцов рекомендуется использовать упаковочные материалы, такие как термоусадочные трубки, торцевые сетки.

Упаковочные материалы позволяют сохранить образец в первоначальном состоянии. Однако даже это решение имеет свои недостатки. Во-первых, упаковка боковой поверхности закрывает доступ жидкости и насыщение происходит только по торцевой части. Проникновение насыщающего флюида может вызвать «эффект пробки», когда разбухший торец не позволяет проникнуть воде внутрь образца. Требуется длительное время для полного насыщения образцов пород. Во-вторых, упаковка ограничивает линейное расширение образцов только в пределах своих размеров. Соответственно, в зависимости от индивидуальных размеров упаковки может меняться насыщенность и пористость образца. В-третьих, решение об упаковке образцов принимается на этапах, когда неизвестно о набухающих свойствах образцов, в качестве подстраховки. И если образец не набухает или насыщается инертными по отношению к глинам флюидами, такими как керосин, то после экстракции и сушки таких образцов между термоусадочной трубкой и образцом возможно появление полостей, в которых остается часть флюида, которую сложно удалить, что вносит погрешность в определение.

Также следует отметить, что необходимо знать и контролировать плотность упаковочных материалов, для их вычета при расчетах коэффициентов открытой пористости. Незначительная коррозия сеток, набухание термоусадочных трубок в растворителях при экстракции также может внести существенные погрешности в определения.

Описанные выше трудности, возникающие при стандартном подходе к изучению слабосцементированных высокоглинистых сильно набухающих



горных пород, и большое количество методических работ, проведённых с целью преодоления этих трудностей, привели к тому, что постепенно в ЦИК ООО «ТННЦ» сложился новый подход, охватывающий все стороны подготовки и исследования такого керна, и на текущий момент, уже можно сказать о формировании специальной технологии исследований слабоснолидированных и неоснолидированных пород.

В Центре исследований керна ООО «ТННЦ» (ЦИК) первые специальные исследования пород кузнецовской свиты были проведены в 2013 году, в дальнейшем были исследования керна берёзовской и кузнецовской свит ещё из 7 скважин Харампурского, Ново-Часельского и Западно-Часельского месторождений. За это время был накоплен большой опыт проведения рутинных и специальных лабораторных исследований. Пористость определялась методами ЯМР, газоволюметрическим, методом жидкостенасыщения. Характеристики этих методов и особенности их применения для пород берёзовской и кузнецовской свит приведены ниже.

Описание процедуры исследования керна проведём на примере газонасыщенных отложений пласта Т кузнецовской свиты. Возраст отложений: верхний отдел меловой системы, туронский ярус. Керн из пласта Т представлен неравномерным чередованием алевролитов мелко-крупнозернистых и крупно-мелкозернистых, с различной примесью песчаного и глинистого материала, интенсивно биотурбированных, изредка тонкозернистыми алевритовыми песчаниками с прослоями крупно-мелкозернистых песчано-глинистых алевролитов. Отложения пласта Т сформированы в мелководно-морском бассейне, в условиях переходной и дальней зоны подводного берегового склона. По данным РСА породы содержание глинистых минералов варьирует от 25 до 54 %, По данным РСА глинистой составляющей содержание хлорита составляет 17 – 75 %, гидрослюды – 13 – 58 %, ССО – 2 – 28 %, монтмориллонита 0 – 38 %.

В ЦИК была отработана процедура изучения пористости естественно-насыщенного и экстрагированного слабосцементированного глинистого керна с применением компьютерной томографии и ЯМР [6, 7]. Основой такой технологии является отбор керна с использованием растворов на нефтяной или углеводородной основе (РНО, РУО) или изолированной технологии при бурении на водных растворах (РВО), с обязательным отбором образцов на буровой и их парафинированием.

При поступлении контейнеров с керном в лабораторию на исследования проводится компьютерная томография полноразмерного керна, находящегося в герметичных одноразовых трубах, а также парафинированных образцов керна. По результатам рентгеновской томографии определяется качество отбора керна и его сохранность при транспортировке. Выбираются интервалы с ненарушенной структурой, пригодные для выбуривания образцов. Составляется план отбора образцов на все виды исследований, согласно программе работ [5].

Проводится последовательная распаковка парафинированных образцов или герметичных труб с немедленным выбуриванием образцов на все запланированные в данном интервале виды исследований. Часть образцов направляется на очистку от углеводородов и затем на рутинные исследования. Часть образцов сразу после изготовления поступает на исследования с сохраненной насыщенностью (УЭС, ЯМР, Кн, Кв). Образцы, отобранные для специальных исследований, требующих сохраненной флюидонасыщенности, упаковывают в пленку и герметизируют парафином. В таком состоянии образцы будут храниться до момента определения ФЕС основной части образцов, для выборки и оценки пригодности и целесообразности проведения дорогостоящих спец.экспериментов.

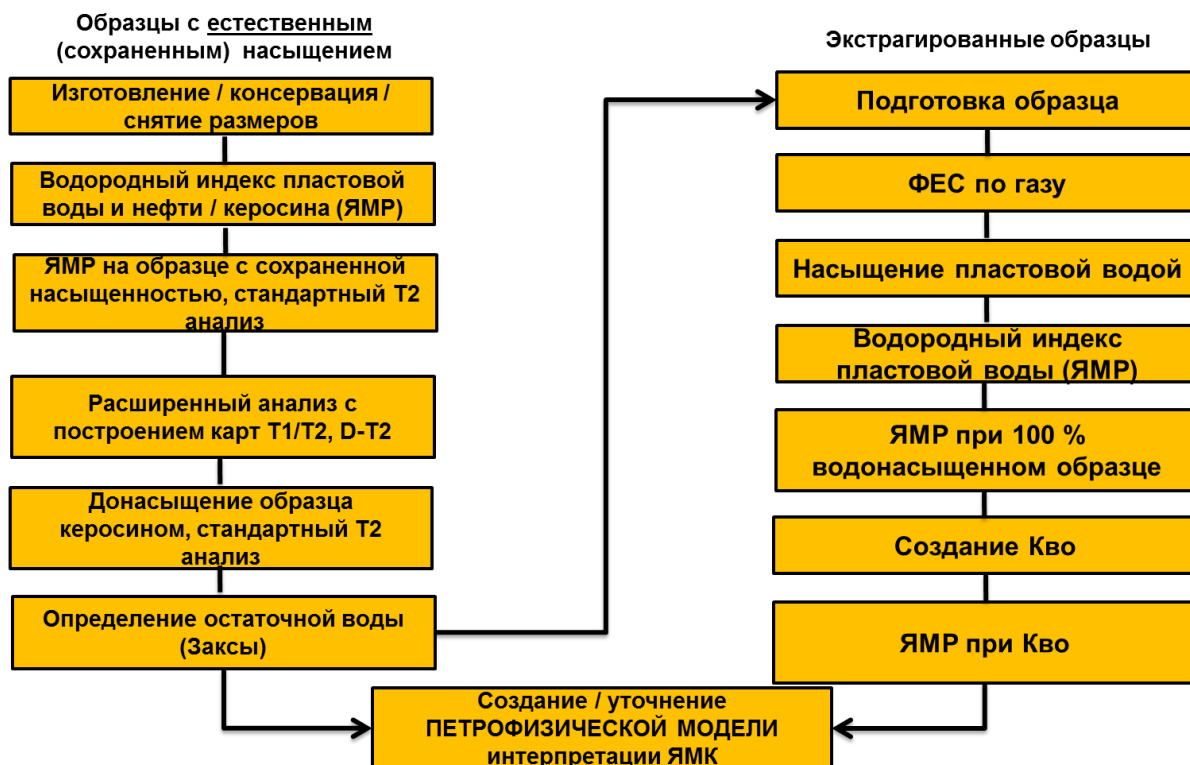
На исследование естественнонасыщенных образцов керна рекомендуется проводить отбор нескольких образцов с одной глубины.

Такие образцы называют дублерами. На первом этапе на всех образцах сразу после изготовления измеряют удельное электрическое сопротивление (УЭС е.н.), измеряют размеры и массу. Первый из двух образцов-дублеров поступает на определение сохраненной водо- и нефтенасыщенности методом Дина-Старка, а затем на экстракцию и ФЕС.

Второй образец-дублёр после измерения УЭС поступает на определение количества сохранённой воды методом ЯМР. Изучение свойств керна методом ЯМР осуществляется согласно ЛНД ПАО «Роснефть» «Исследование керна» [8]. Общая последовательность отражена на схеме изучения образцов методом ЯМР на рис. 3. Образец, завернутый в полиэтиленовую плёнку, помещается в контейнер из фторопласта и опускается в область однородного магнитного поля релаксометра ЯМР. Снимается спектр времени поперечной релаксации  $T_2$  естественно насыщенного образца. По амплитуде сигнала, с использованием водородного индекса ( $VI_v$ ), определяется объём  $V_v$  воды в образце, который затем делится на объём образца и вычисляется естественнонасыщенная пористость  $K_{п,ен}$ , которая соответствует существующему в литературе термину объёмная влажность  $W_v = V_v/V_{обр}$ .

После этого, образец упаковывается в термоусадочную плёнку (типа FEP), по торцам устанавливаются фторопластовые перфорированные диски с тканевыми прокладками [9]. Упакованный естественнонасыщенный образец донасыщается вакуумированием под слоем керосина и дополнительно донасыщается керосином под давлением и поступает на второе измерение в релаксометре ЯМР. По амплитуде сигнала, с использованием водородного индекса, определяется объём  $V_{вк}$  воды и керосина в образце, который также делится на объём образца, и вычисляется общая пористость образца  $K_{п,ямр}$ . Обычно используемый объём образца из геометрических размеров может содержать большие погрешности при отклонении формы образца от цилиндрической. Поэтому

рекомендуется использовать объём, вычисленный по результатам взвешивания донасыщенного образца в воздухе и под слоем керосина.

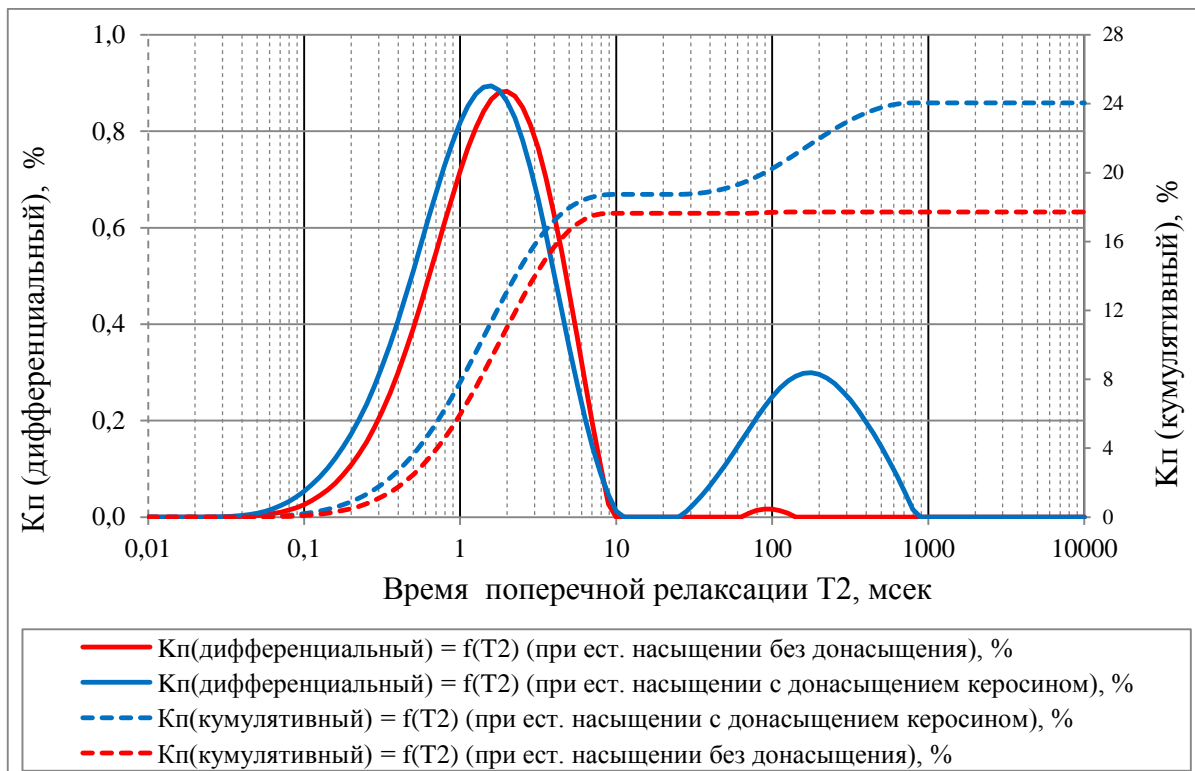


*Рис. 3. Типовая схема изучения образцов керна методом ЯМР*

Распределение времени поперечной релаксации  $T_2$  показывает, в каких временах релаксирует то, или иное количество порового флюида, в нашем случае воды и керосина. Сравнивая это распределение с распределением  $T_2$  для воды и керосина в свободном объёме, можно определить, в каких порах, крупных, или мелких, находятся вода, или нефть.

На рис. 4 показаны распределения времен релаксации  $T_2$  по величинам дифференциальной пористости (объёмной влажности) для образца алевролита крупно-мелкозернистого глинистого, биотурбированного в состоянии естественного насыщения и при донасыщении керосином. В данном случае чётко разделены по временам  $T_2$  сигналы от воды и керосина. Сигнал от воды расположен в низких временах  $T_2 < 10$  мс и при донасыщении практически не меняется,

но дополнительно появляется сигнал от керосина в более высоких временах  $T_2$  (25 ÷ 890) мс.



**Рис. 4. Распределение времени релаксации  $T_2$  по величинам дифференциальной пористости. Алеврит крупно-мелкозернистый глинистый, биотурбированный**

Так как измеренный объём флюидов в донасыщенном образце равен его общей пористости, то делением объёма воды  $V_B$  на объём воды и керосина  $V_{BK}$  получаем величину водонасыщенности  $K_B$  образца.

Из описанной выше процедуры определения  $K_B$  и  $K_B$  становится очевидной важная роль правильного определения усреднённого водородного индекса ( $ВИ_{BK}$ ) для пары флюидов в донасыщенном керосином образце. Согласно определению

$$ВИ_{BK} = \frac{A_{BK}}{V_B + V_K} = \frac{A_{BK}}{\frac{A_B}{ВИ_B} + \frac{A_K}{ВИ_K}}$$

Где  $A_{BK}$  – суммарная амплитуда сигнала ЯМР от воды и керосина;

$A_B$  - амплитуда сигнала ЯМР от воды;

$A_K$  - амплитуда сигнала ЯМР от керосина;

$ВИ_B$  и  $ВИ_K$  – водородные индексы воды и керосина;

Необходимо отметить низкое качество релаксометров Хроматэк отечественного производства. Относительная погрешность определения пористости на этом приборе достигает 18 %. Использование таких приборов создаёт негативное мнение о применимости метода ЯМР у специалистов, занимающихся исследованием керна.

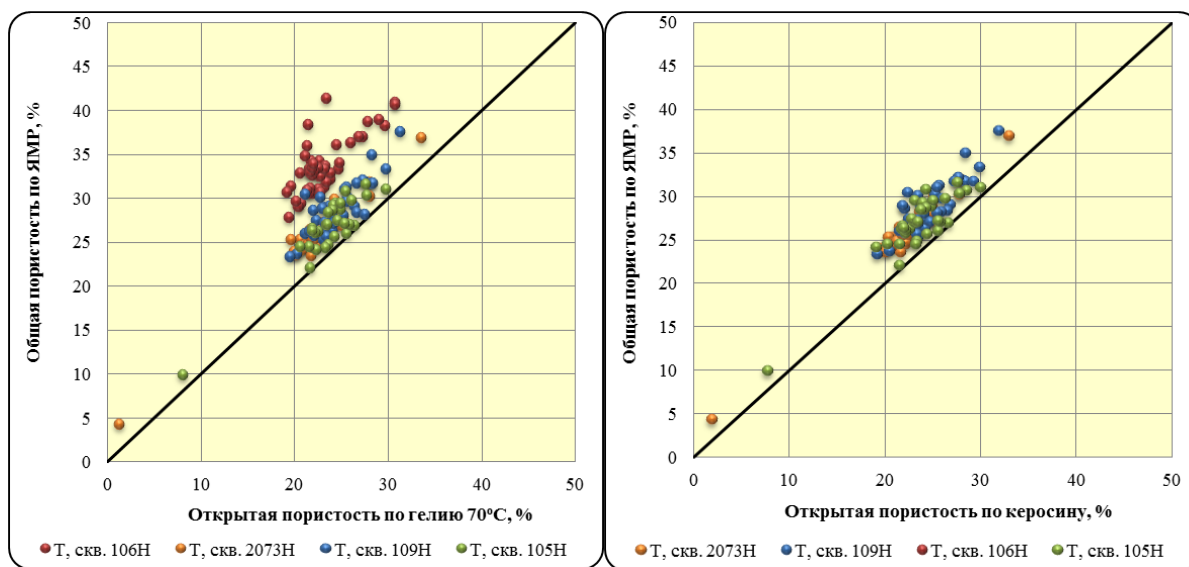
После определения Кп по ЯМР образцы поступают на дистилляцию воды и керосина в аппаратах Дина-Старка. Вследствие высокой глинистости и низкой проницаемости основной массы образцов кузнецовской свиты, время эксперимента в аппаратах Дина-Старка должно быть увеличено. Методический эксперимент на 6 образцах по длительной дистилляции воды в кипящем толуоле показал, что выход воды из образцов заканчивается через 24 часа и в течение следующих трёх суток прибавления воды в ловушках аппарата Дина-Старка не происходит.

По окончании эксперимента в аппаратах Дина-Старка образцы экстрагируются в хлороформе и сушатся в сушильном шкафу при 105 °С. На всех высушенных образцах измеряется Кп по гелию, затем, на коллекции образцов, Кп по керосину. Кп по воде определяется на образцах, выбранных для измерения УЭС в атмосферных условиях и для капиллярных исследований. Частично коллекции на Кп по керосину и по воде перекрываются, поэтому имеется возможность сравнить значения пористости, определённые по этим двум методам.

На рис. 5 показано сопоставление пористости по ЯМР с пористостью по гелию и по керосину на образцах, высушенных при 70 °С. Наблюдается заметное превышение пористости по ЯМР.  $K_{\text{ЯМР}}$  превышает  $K_{\text{пг}}$  на (1,6 - 5,7) %, в среднем на 3,4 %, Для  $K_{\text{пк}}$  такое превышение составляет (1,8 – 4,9) %, в среднем 3,42 %.

Красными точками на левом графике показаны результаты суммирования определений водонасыщенной части порового объёма по ЯМР и газонасыщенной части по гелию для образца с естественным

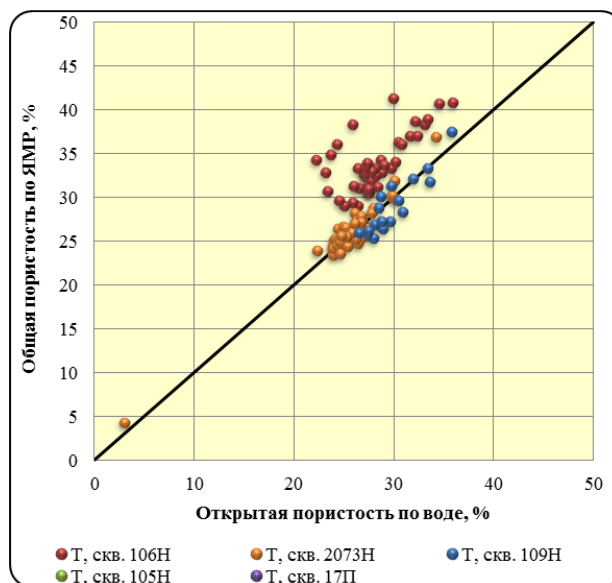
насыщением. Это была проверка альтернативного варианта определения пористости естественно-насыщенного керна. Такая суммарная пористость оказалась значительно выше и  $K_{\text{пЯМР}}$ , и  $K_{\text{пг}}$ , и  $K_{\text{пк}}$ . К тому же большинство современных приборов не позволяют массово определять пористость по газу влажных образцов без риска выхода из строя.



**Рис. 5. Сопоставление общей пористости по ЯМР с открытой пористостью по гелию и по керосину.**

На рис. 6 **Рис. 6** представлено сопоставление пористости естественно насыщенных образцов, донасыщенных керосином, по ЯМР с пористостью экстрагированных образцов по воде. Экспериментальные точки располагаются вокруг линии равных значений с заметным разбросом. Разность  $K_{\text{пЯМР}} - K_{\text{пв}}$  составляет  $(-1,7 - 2,7) \%$ , в среднем  $0,4 \%$ . Отличие пористостей связано с разной степенью набухания ранее обезвоженных в результате экстракции и сушки глин, с погрешностями измерения каждого метода, а также с влиянием термоусадочной плёнки на величину увеличения размеров образца при набухании (как было отмечено выше).

Результаты суммирования пористости по ЯМР (без донасыщения керосином) и пористости по гелию естественно насыщенного образца, показывают значительное превышения суммарной пористости над пористостью по воде  $K_{\text{пв}}$ .



*Рис. 6. Сопоставление общей пористости по ЯМР с открытой пористостью по воде.*

Таким образом, наиболее близкие значения пористости на экстрагированных и высушенных образцах к пористости по ЯМР получаются при насыщении водой. Однако полного восстановления свойств глинистых минералов при этом не происходит, что приводит к заметному разбросу данных (Рис. 6).

При создании петрофизической модели отложений кузнецовской свиты петрофизиками ООО «ТННЦ» были опробованы варианты использования разных видов пористости, определённых по керну. Наиболее адекватной оказалась пористость по ЯМР, определённая на естественно-насыщенных образцах, донасыщенных керосином. Сопоставление  $K_{пг}$ ,  $K_{пк}$ ,  $K_{пЯМР}$  с пористостью по ГИС представлено на рис. 7. Лучшее соответствие  $K_{п}$  по ГИС наблюдается с  $K_{пЯМР}$ .

Таким образом, представленный в данной статье подход к лабораторному определению пористости слабосцементированных, высокоглинистых, сильно набухающих горных пород на примере отложений кузнецовской свиты позволил получить значения пористости, хорошо согласующиеся с данными ГИС и адекватно отражающими ёмкостные свойства данных пород при петрофизическом моделировании.



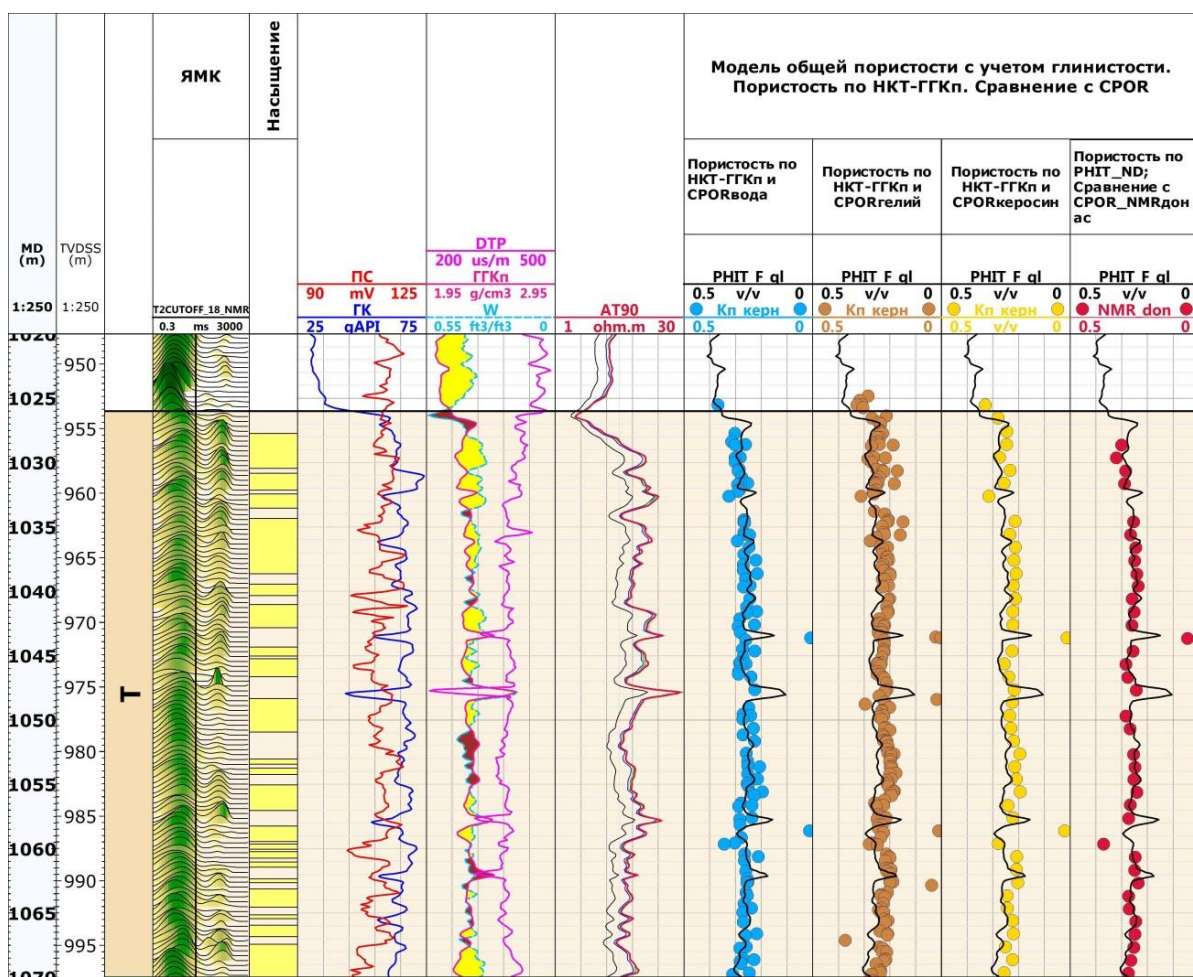


Рис. 7. Сопоставление пористости по керну и по ГИС

В настоящее время данный подход применяется в ЦИК ООО «ТННЦ» при исследовании всех скважин со слабосцементированным, высокоглинистым, сильно набухающим керном.

#### Список литературы

1. Леонтьев Е.И., Нефедова Н.И. Новый методический подход к определению коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности коллекторов лабораторными способами // Геология нефти и газа. – 1982 - № 11.
2. Нефедова Н.И., Пих Н.А. Определение нефтегазонасыщения терригенных коллекторов. // М.: Недра 1989. — 167 с.
3. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г, Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, Москва-Тверь: // ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
4. ГОСТ 26450.0-85–ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. – Введ.1985–02–27. – М. : Изд-во стандартов, 1985.
5. «CORE ANALYSIS: A BEST PRACTICE GUIDE», Colin McPhee, Jules Reed and Izaskun Zubizarreta. Elseiver, 2015.

6. Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна с помощью рентгеновского компьютерного томографа / Костин Д.К., Кузнецов Е.Г., Вилесов А.П. // Науч.-техн. вестник ОАО «НК "Роснефть"». - 2014. - № 3. - С. 18-22.
7. Я.И. Гильманов, Е.Н. Саломатин, М.Ю. Николаев. Опыт ТННЦ по изучению керна методом ядерно-магнитного резонанса. Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». №3, 2014 г.
8. Положение компании ПАО «Роснефть» «Исследование керна» №П1-01.03 Р-0136. М.: 2017.
9. Патент №2631704. Способ изготовления образца из слабоконсолидированного керна для проведения петрофизических исследований. Гильманов Я.И., Гусельников М.А., Краснов Д.В.

### References

1. Leontev E.I., Nefedova N.I. *Novyy metodicheskiy podkhod k opredeleniyu koeffitsientov poristosti i neftegazonasyshchennosti kollektorov laboratornymi sposobami* [New procedural approach to determination of porosity and oil-gas saturation factors using laboratory methods]. *Geologiya nefi i gaza*, 1982, No. 11.
2. Nefedova N.I., Pikh N.A. *Opredelenie neftegazonasyshcheniya terrigennykh kollektorov* [Determination of oil and gas saturation of terrigenous reservoirs]. Moscow: Nedra Publ., 1989, 167 p.
3. Petersilye V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza ob'emnym metodom* [Procedural guidelines for estimation of oil and gas reserves using volumetric method]. Moscow-Tver: VNIGNI, NPTs Tvergeophysica, 2003.
4. GOST 26450.0-85–GOST 26450.2-85. *Porody gornye. Metody opredeleniya kollektorskikh svoystv* [Rocks. Methods for reservoir properties determination]. Moscow: Izdatelstvo standartov, 1985.
5. «CORE ANALYSIS: A BEST PRACTICE GUIDE», Colin McPhee, Jules Reed and Izaskun Zubizarreta. Elseiver, 2015.
6. Kostin D.K., Kuznetshov E.G., Vilesov A.P. *Opyt ООО «TNNTs» po izucheniyu kerna s pomoshch'yu rentgenovskogo komp'yuternogo tomografa* [Experience of ООО TNNTs in core analysis using CT-scanner]. *Scientific and technical bulletin*, ОАО Rosneft Oil Company, 2014, No. 3, pp. 18-22.
7. Gilmanov Ya.I., Salomatin E.N., Nikolaeva M.Yu. *Opyt TNNTs po izucheniyu kerna metodom yaderno-magnitnogo rezonansa*. [Experience of TNNTs in core analysis using nuclear magnetic resonance method]. *Scientific and technical bulletin*, ОАО Rosneft Oil Company, No.3, 2014.
8. Regulation of Rosneft Oil Company. “Core analysis” No. П1-01.03 Р-0136, Moscow: 2017.
9. Gilmanov Ya.I., Guselnikov M.A., Krasnov D.V. *Sposob izgotovleniya obraztsa iz slabokonsolidirovannogo kerna dlya provedeniya petrofizicheskikh issledovaniy* [Method for preparation of poorly consolidated core samples for petrophysical evaluation]. Patent No. 2631704.

**Сведения об авторах**

*Гильманов Ян Ирекович*, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по петрофизическим исследованиям керна, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация  
E-mail: YIGilmanov@tnnc.rosneft.ru

*Саломатин Евгений Николаевич*, главный специалист отдела петрофизических исследований керна, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация  
E-mail: ENSalomatин@tnnc.rosneft.ru

*Абдрахманов Эльдар Салимчанович*, кандидат химических наук, заведующий лабораторией стандартных петрофизических исследований отдела петрофизических исследований керна, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация  
E-mail: ESAbdrakhmanov@tnnc.rosneft.ru

**Authors**

*Gilmanov Ya.I.*, PhD, Expert in Petrophysical Core Analysis, LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation  
E-mail: YIGilmanov@tnnc.rosneft.ru

*Salomatин E.N.*, Chief Specialist, Department of Petrophysical Core Analysis, LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation  
E-mail: ENSalomatин@tnnc.rosneft.ru

*Abdrakhmanov E.S.*, PhD, Head of Routine Core Analysis Laboratory, Department of Petrophysical Core Analysis, LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation  
E-mail: ESAbdrakhmanov@tnnc.rosneft.ru

**Гильманов Ян Ирекович**  
**625002, Российская Федерация**  
**г. Тюмень, ул. Осипенко 79/1**  
**Тел.: +8 (3452) 792-571**  
**E-mail: YIGilmanov@tnnc.rosneft.ru**