

УДК 622.276.031
DOI: 10.18799/24131830/2025/11/4978
Шифр специальности ВАК: 01.04.01
Научная статья



Исследование влияния органических растворителей на деструкцию кернового материала

П.С. Молоков¹, Б.В. Григорьев²✉, А.П. Садыкова²

¹ Тюменский нефтяной научный центр, Россия, г. Тюмень

² Тюменский государственный университет, Россия, г. Тюмень

✉ b.v.grigorev@utmn.ru

Аннотация. Актуальность. Для получения корректных результатов по фильтрационно-емкостным свойствам горных пород и последующего подсчета запасов углеводородов требуется проведение качественной пробоподготовки. Одним из этапов пробоподготовки является очистка порового пространства пород от углеводородов, солей, остатков бурового раствора и иных включений. Наиболее широко распространенным для очистки породы является метод экстракции, который, согласно государственным и отраслевым стандартам, является обязательным этапом подготовки образцов перед стандартным комплексом исследований. Зачастую процесс эффективной экстракции сопряжен с особенностями состава и строения объектов исследований, так как горная порода может быть извлечена с малых глубин, иметь низкую степень цементированности, частичную или полную степень цементации зерен битумами, цементирующий минерал может быть чувствителен к экстрагенту и/или высокой температуре и так далее. Все перечисленное осложняет проведение качественной пробоподготовки и требует индивидуального подбора растворителя и методов экстракции. **Цель.** Подобрать методику и сформулировать рекомендации по снижению деструктивного влияния процесса экстрагирования на керновый материал конкретного месторождения. В настоящей работе для изучения был выбран керновый материал месторождения, расположенного на севере Самарской области и обладающего совокупностью отрицательных факторов: продуктивный пласт находится на глубине 50–200 м, порода представлена слабосцементированными и несцементированными песчаниками, нефтенасыщенность достигает 95 %, вязкость нефти около 27000 сП в пластовых условиях. Из-за низкой степени цементации и высокой степени насыщенности углеводородами образцы при проведении горячей экстракции имеют склонность к разрушению. По ранее изученным скважинам данного месторождения известно, что до 30 % образцов после экстракции приходят в негодность. **Методы.** Была рассмотрена двухэтапная экстракция: сначала предварительная – холодная экстракция шестью разными растворителями, оценка степени удаления углеводородов, влияние на деструкцию кернового материала, и далее горячая экстракция хлороформом, с обоснованием выбора именно этого растворителя. **Результаты и выводы.** Оптимальным для холодной экстракции является толуол. Если комбинировать метод предварительной, «холодной экстракции» с методом горячей экстракции хлороформом, то длительность термического воздействия на образцы сокращается с 9–10 до 5–7 дней, что положительно отражается на сохранении структуры и свойств минерального скелета породы.

Ключевые слова: горная порода, пробоподготовка, исследование керна, экстракция образцов, органические растворители, фильтрационно-емкостные свойства

Для цитирования: Молоков П.С., Григорьев Б.В., Садыкова А.П. Исследование влияния органических растворителей на деструкцию кернового материала // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 11. – С. 66–75. DOI: 10.18799/24131830/2025/11/4978



Effect of organic solvents on core material destruction

P.S. Molokov¹, B.V. Grigoriev²✉, A.P. Sadykova²

¹ Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russian Federation

² University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

✉ b.v.grigorev@utmn.ru

Abstract. Relevance. In order to obtain correct results on the filtration-capacity properties of rocks and subsequent calculation of hydrocarbon reserves, high-quality sample preparation is required. One of the stages of sample preparation is cleaning of rock pore space from hydrocarbons, salts, drilling mud residues and other inclusions. The most widespread method of rock cleaning is extraction, which, according to state and industry standards, is a mandatory stage of sample preparation before a standard set of studies. Often effective extraction is associated with peculiarities of composition and structure of objects of research, as the rock may be extracted from shallow depths, have a low degree of cementation, a partial or complete degree of cementation of grains by bitumen, cementing mineral may be sensitive to extractant and/or high temperature, and so on. All of the above complicates qualitative sample preparation and requires individual selection of solvent and extraction methods. **Aim.** To select a procedure and formulate recommendations to reduce the destructive effect of extraction on the core material of a particular field. In the present work the core material of the field located in the north of Samara region and possessing a set of negative factors was selected for study: the productive formation is located at a depth of 50–200 m, the rock is represented by weakly cemented and uncemented sandstones, oil saturation reaches 95%, oil viscosity is about 27000 cP under reservoir conditions. Due to low degree of cementation and high degree of hydrocarbon saturation the samples tend to fracture during hot extraction. It was known from previously studied wells of this field that up to 30% of samples after extraction are unusable. **Methods.** Two-stage extraction was considered: first, preliminary – “cold extraction” with six different solvents, assessment of the degree of hydrocarbon removal, the impact on core material destruction, and then “hot extraction” with chloroform, with justification of the choice of this particular solvent. **Results and conclusions.** Toluene is optimal for cold extraction. If we combine the method of preliminary, “cold extraction” with the method of “hot extraction” with chloroform, the duration of thermal effect on the samples is reduced from 9–10 to 5–7 days, which has a positive effect on the preservation of the structure and properties of the mineral skeleton of the rock.

Keywords: rock, sample preparation, core study, sample extraction, organic solvents, filtration-capacity properties

For citation: Molokov P.S., Grigoriev B.V., Sadykova A.P. Effect of organic solvents on core material destruction. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 11, pp. 66–75. DOI: 10.18799/24131830/2025/11/4978

Введение

Перед проведением большинства лабораторных исследований по определению фильтрационно-емкостных (ФЕС) и иных свойств горных пород цилиндрические образцы керна должны пройти начальную пробоподготовку с очисткой растворителем скелета породы для удаления нефти, воды, выпаренных солей, фильтрата бурового раствора и прочих загрязнений [1]. Существуют следующие методы очистки керна и цилиндрических образцов [2, 3]:

- очистка в центрифуге;
- экстракция растворителем в CO₂ экстракторе;
- экстракция сжиженным газом (экстракция в аппарате Сокслета под давлением);
- дистилляция – экстракция (экстракция в аппарате Сокслета);
- непосредственная промывка растворителем под давлением [4].

Из перечисленных методов наибольшее распространение получили метод дистилляции – экстракции (включающий горячую и холодную экстракцию в аппарате Сокслета и другие вариации), и метод прямой промывки растворителем [2, 5]. В отдельных случаях проводится комбинация перечисленных методов и экстрагентов с разной температурой кипения [6].

Для проведения горячей экстракции стандартные цилиндрические образцы, выпиленные из полноразмерного керна, помещают в аппарат Сокслета, состоящий из колбы, экстрактора и холодильника. В колбу заливают органические растворители. В качестве растворителей применяют хлороформ, спиртобензольную смесь, бензол, толуол, четыреххлористый углерод и другие [7, 8]. Нагретый до температуры кипения растворитель многократно проходит цикл конденсации в холодильнике

и выпадения в экстрактор с образцами, тем самым постепенно очищая поровое пространство керна. Отсутствие окраски растворителя в экстракторе с образцами керна свидетельствует об окончании процесса экстракции [2, 7].

Несмотря на отработанную методику выполнения экстракции, подбор оптимального экстрагента – растворителя, или их азеотропной смеси является сложной задачей, так как нужно учитывать длительность экстракции, степень очистки порового пространства от включений, в первую очередь углеводородов, изменение свойств поверхности порового пространства образцов в процессе экстракции и влияние процесса экстракции на разрушение скелета породы. Выбор наиболее подходящего растворителя также зависит от литологии, глинистости, флюидности/фобности минералов, степени загрязнения керна, проницаемости, а также от целей изучения в рамках стандартных и специальных исследований [9, 10]. Особо сложная ситуация со слабощементированными породами, породами чувствительными к изменению температуры, например, гипсом, ангидритом и породами, в которых цементирующим минералом выступают легкорастворимые в экстрагенте соединения, например, галит или битумы [11, 12].

Разработка месторождений трудноизвлекаемой нефти, которые зачастую обладают совокупностью критериев: сверхвязкой нефтью, близостью нефтеносных пород к поверхности, низкой степенью цементированности, частичной или полной цементацией зерен битумами, осложняет проведение качественного пробоотбора и пробоподготовки кернов. Обычно такая ситуация приводит к снижению количества подготовленных образцов, увеличивая ценность каждого образца, и в связи с последним накладывает условие его неоднократного использования без существенных изменений его характеристик. Основные требования к экстракции при таких обстоятельствах: сохранение целостности скелета породы, снижение термической нагрузки в процессе экстракции и сохранение поверхностных свойств, в первую очередь, смачиваемости, при высоком качестве очистки порового пространства образца [13, 14].

Принимая во внимание, что продолжительность горячей экстракции варьируется от нескольких дней до нескольких недель, представляется целесообразным предварительное погружение образцов в тот или иной растворитель на длительное время. Описанный процесс можно назвать холодной экстракцией, в которой осуществляется предварительное насыщение кернового материала растворителем в ходе естественной пропитки образцов, погруженных в жидкость, без динамического воздействия, при комнатной температуре. Такой подход

не требует каких-либо дополнительных энергозатрат и участия оператора. В результате сокращается время последующей экстракции в аппарате Сокслета и сокращается длительность термического воздействия, что продлевает срок эксплуатации образцов без существенных изменений целостности их скелета и свойств.

При этом важно отметить, что под термином холодная экстракция разные авторы понимают несколько отличающиеся процессы [2, 15], поэтому в данной статье под холодной экстракцией подразумевается именно погружение образцов в растворители на длительное время при комнатной температуре для их предварительной очистки, что не противоречит термину «экстракция» как таковому.

В настоящей работе была поставлена задача подобрать оптимальную методику экстракции образцов керна конкретного месторождения трудноизвлекаемой нефти с критериями, схожими с перечисленными ранее: продуктивный пласт находится на глубине 50–200 м, порода состоит из слабощементированных и несцементированных песчаников, нефтенасыщенность достигает 95 %, при вязкости нефти около 27000 сПз в пластовых условиях.

Объекты и методика исследования

Для проведения исследований было выбурено восемь естественнонасыщенных образцов размерами 30*30 мм из полноразмерного керна. Первый образец был загружен в сосуд Аммота для оценки влияния воды на целостность образца и изучения процессов вытеснения нефти водой в атмосферных условиях [16]. Второй образец был загружен в аппарат Дина–Старка для определения нефте- и водонасыщенности (K_v) [17].

Образцы № 3–8 были взвешены и помещены в предварительно высушенные стаканы с пористым дном (фильтры Шотта). Каждый стакан был промаркирован в соответствии с номером образца (рис. 1). В мерные стаканы емкостью 200 мл (рис. 2) было налито по 150 мл растворителей: хлороформ, бензол, ацетон, керосин, спиртобензольная смесь (1:3), толуол. Стаканы с образцами были погружены в мерные стаканы с растворителями (рис. 3).

Эксперимент длился 8 суток, в течение которых проводилось периодическое измерение масс образцов. Ежедневно, после суточной выдержки в растворителях, внутренний стакан (с фильтром Шотта) с образцом приподнимался над растворителем до прекращения стекания жидкости в мерный стакан. Далее внутренний стакан с образцом высушивался до постоянной массы при комнатной температуре и взвешивался на лабораторных весах. Вычитая из полученной величины известную массу стакана с фильтром Шотта, получали массу образца. Исполь-

зование фильтров Шотта (рис. 4) позволило проводить измерение масс образцов без их извлечения из внутреннего стакана, исключая механическое воздействие на керн.

По полученным данным были построены зависимости изменения масс образцов от времени холодной экстракции (рис. 5).



Рис. 1. Образцы в стаканах с фильтром Шотта
Fig. 1. Samples in beakers with Schott filter



Рис. 2. Мерные стаканы емкостью 200 мл с растворителем
Fig. 2. 200 ml measuring beakers with solvent



Рис. 3. Мерные стаканы со стаканами с образцами внутри
Fig. 3. Measuring beakers with sample beakers inside

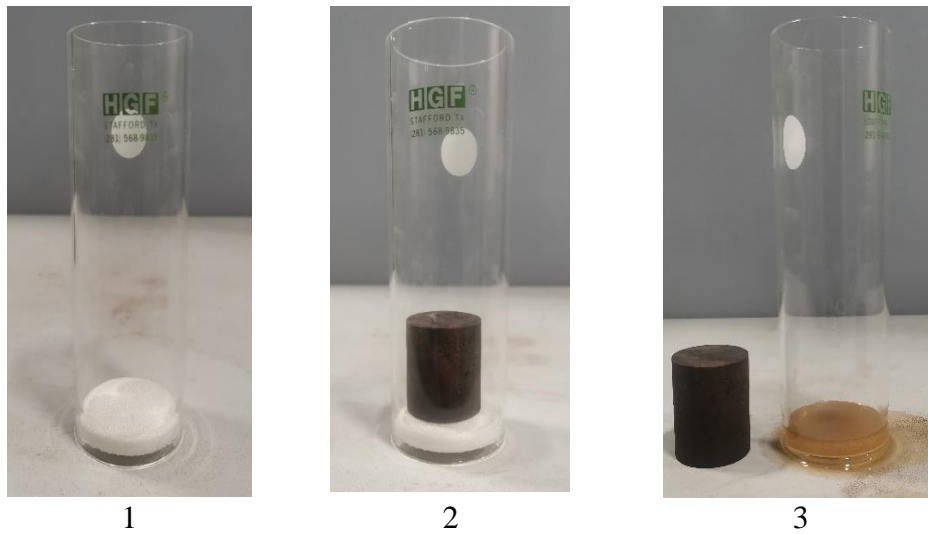


Рис. 4. Фильтр Шотта: 1 – без образца, 2 – с помещенным образцом, 3 – после холодной экстракции
Fig. 4. Schott filter: 1 – without sample, 2 – with placed sample, 3 – after cold extraction

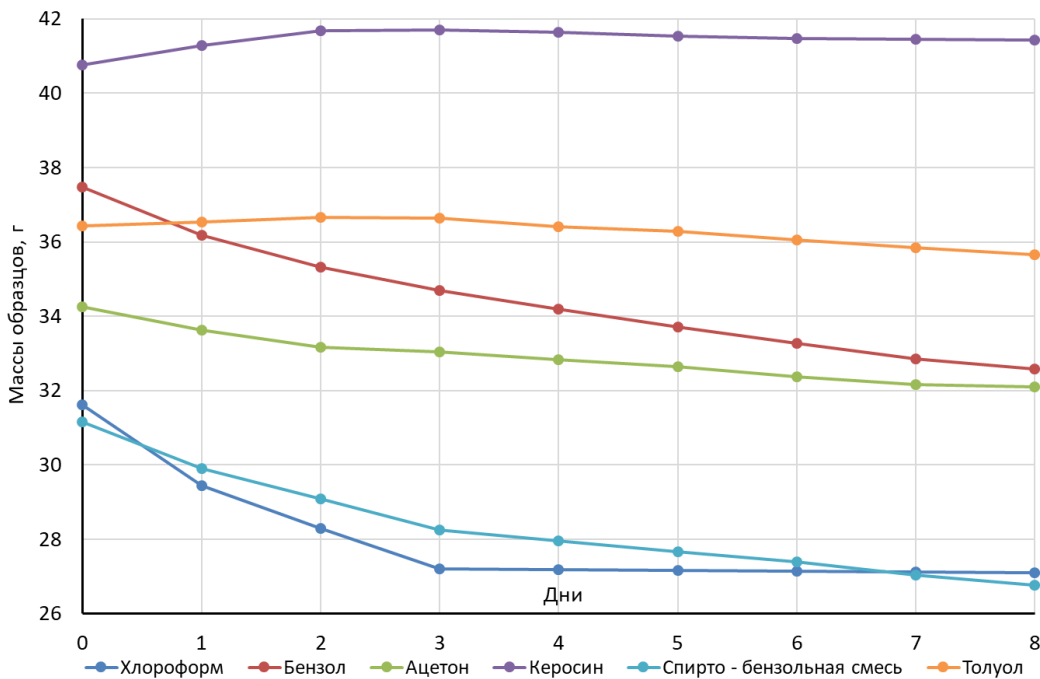


Рис. 5. Зависимость изменения масс образцов от времени холодной экстракции
Fig. 5. Dependence of the change in weights of images on cold extraction time

Также была построена зависимость изменения относительной массы образцов, выраженной через отношение изменения массы к первоначальной, от времени холодной экстракции (рис. 6).

Из полученных зависимостей видно, что больше всего изменились массы образцов, погруженных в хлороформ, спиртобензольную смесь и бензол (рис. 6). Меньшую растворяющую способность проявили ацетон и толуол. Керосин, в отличие от других растворителей, показал отрицательную динамику изменения массы. Незначительное измене-

ние массы керн в толуоле и увеличение массы образца в керосине связано с низкой летучестью растворителей не успевающих испариться из порового пространства образцов за время высушивания перед измерением массы [18], а также сорбцией растворителей в битуминозной части углеводородов. Промежуточный результат изменения массы образца в результате очистки в ацетоне, вероятно, связан с растворением содержащейся пластовой воды в ацетоне и затем ее испарением вместе с ацетоном [19, 20].

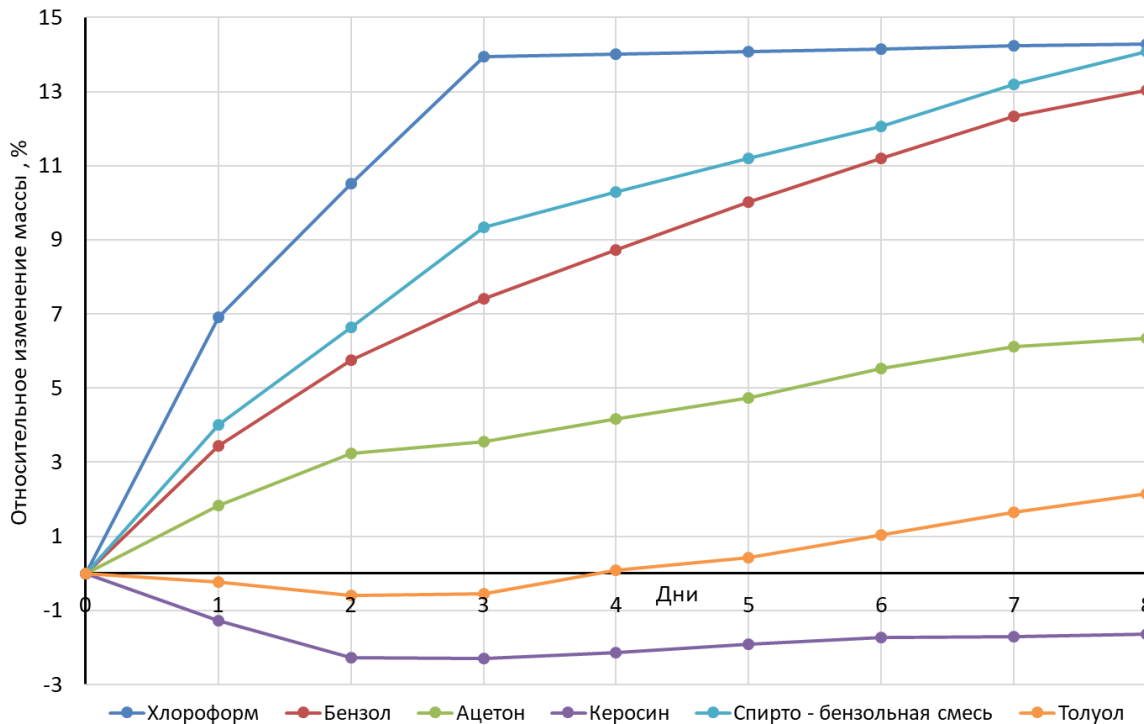


Рис. 6. Зависимость относительного изменения массы образцов от времени
Fig. 6. Time dependence of relative change in weights of samples

После восьмидневного выдерживания образцов в растворителях была проведена сушка образцов в сушильном шкафу при температуре 105 °С и проведен итоговый расчет удаления углеводородов в образцах по завершении холодной экстракции, выраженный через коэффициент относительной потери массы.

Итоговый расчет относительной потери массы в образце при растворении нефти, при $K_v=7,8\%$ (полученная величина определялась методом Дина-Старка на отдельном образце) проводился по формуле:

$$m_{\text{пот}} = \frac{M_{\text{Н+В}}}{M_{\text{дэ}}},$$

где $m_{\text{пот}}$ – относительная потеря массы в образце при растворении нефти (при $K_v=7,8\%$), %; $M_{\text{Н+В}}$ – масса нефти и воды, г; $M_{\text{Н+В}} = M_{\text{дэ}} - M_{\text{ХЭ}} - M_{\text{Осып}}$; $M_{\text{дэ}}$ – исходная масса образца до экстракции, г; $M_{\text{ХЭ}}$ – масса образца после высушивания при 105 °С после холодной экстракции, г; $M_{\text{Осып}}$ – масса песка, оставшегося в стакане Шота после высушивания – потеря массы образца за счет осыпания песка, г.

Относительная потеря массы образцов за счет удаления нефти в хлороформе, бензоле, спиртобензольной смеси и толуоле сопоставима и составляет 14,7–15,1 %. Немного меньше эта величина в керосине – 13,6 %. Для ацетона этот показатель составил 7,8 % (табл. 1).

Далее выполнен анализ влияния растворителей на сцементированность пород. Проведено измерение масс песчинок, скопившихся на фильтре Шота, и рассчитана относительная потеря массы кернов при осыпании – выраженное в процентах отношение массы песчинок к массе образца после сушки.

Наибольшее отрицательное влияние оказывает хлороформ, потеря массы образца после выдерживания в котором составила 2,7 %, в спиртобензольной смеси масса скелета породы снизилась на 2,1 %. Относительная потеря массы при осыпании песчинок в толуоле, бензоле и керосине составила 0,8–1,3 %. Наименьшее воздействие оказывает ацетон – 0,2 % (табл. 1).

Далее необходимо было провести горячую экстракцию в аппарате Сокслета, что в текущих исследованиях необходимо для определения истинной массы скелета породы и, как следствие, величины промежуточной нефтенасыщенности после холодной экстракции. Образцы были предварительно упакованы в термоусадочную фторполимерную пленку и закрыты торцевыми сетками. Для итоговой очистки всех образцов растворителем был использован хлороформ. Горячая экстракция длилась от 5 до 9 дней до прекращения окрашивания экстрагента, после чего образцы сушились в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянной массы.

Таблица 1. Изменения масс образцов до и после очистки растворителями при комнатной температуре, расчет масс нефти

Table 1. Changes in weights of samples before and after solvent cleaning at room temperature, calculation of oil weights

Растворитель Solvent	М _{дэ} /М _{ве}	М _{хэ} /М _{се}	М _{осып} /М _{срум}	М _{н+в} /М _{о+в}	Относительная потеря массы в образце при осыпании, % Relative weight loss in the sample during crumbling, %	m _{пот} (при K _в =7,8 %), % m _{loss} (at K _w =7,8%), %
	г/г					
Хлороформ/Chloroform	31,625	26,215	0,711	4,699	2,7	14,9
Бензол/Benzene	37,470	31,560	0,392	5,518	1,2	14,7
Ацетон/Acetone	34,267	31,552	0,048	2,667	0,2	7,8
Керосин/Kerosene	40,758	34,944	0,263	5,551	0,8	13,6
Спирто-бензольная смесь Alcohol-benzene mixture	31,160	26,058	0,537	4,565	2,1	14,7
Толуол/Toluene	36,441	30,528	0,408	5,505	1,3	15,1

Исходя из определения истинной массы минерального скелета образцов был проведен расчет коэффициента нефтенасыщенности образца после предварительной очистки (холодной экстракции) в растворителях при комнатной температуре относительно экстракции в аппарате Сокслета:

$$K_{HH} = \frac{M_{хэ} - M_{Гэ}}{M'_{дэ} - M_{Гэ}} \cdot 100 \%,$$

где K_{HH} – коэффициент нефтенасыщенности образца после предварительной очистки (холодной экстракции); $M_{Гэ}$ – масса образца после экстракции в аппарате Сокслета и сушки, г; $M'_{дэ}$ – масса нефтенасыщенного образца до экстракции с поправкой на осыпание частиц и вычетом массы воды $M_{В(Кв)}$ (при $K_{в}=7,8 \%$), г:

$$M'_{дэ} = M_{дэ} - M_{осып} - M_{В(Кв)}.$$

Коэффициент водонасыщенности $K_{В}$ является отношением объема воды в порах образца к его объему пор. Ранее по тексту упоминалось, что величина $K_{В}$ определялась у отдельного образца с помощью прибора Дина–Старка, в котором происходило измерение объема воды, скопившейся в ловушке прибора за время эксперимента. Объем пор образца определялся стандартно, по ГОСТ 26450.1-85, после экстракции в аппарате Сокслета. Руководствуясь тем, что все образцы из первоначальной коллекции имеют близкий литологический состав, место пробоотбора, близкие значения пористости и проницаемости, принимается

допущение, что величина $K_{В}$ всех образцов одинакова и равна 7,8 %, поэтому, исходя из объемов пор каждого образца, определенных уже после горячей экстракции, восстанавливается исходный объем воды в образце и, следовательно, её масса $M_{В(Кв)}$.

Результаты исследования и их обсуждение

Согласно данным табл. 2, полученные на экстрагированных образцах значения пористости, абсолютной проницаемости и плотности имеют близкие значения и поэтому позволяют обосновать корректность сопоставления результатов растворения углеводородов разными растворителями на разных образцах.

По результатам, представленным в табл. 2, видно, что наилучшим образом предварительное удаление углеводородов из пор образца осуществляет толуол – коэффициент остаточной нефтенасыщенности в порах зерна всего 4,5 %, из чего следует минимальная длительность экстракции образца в аппарате Сокслета. За ним следует хлороформ и спиртобензольная смесь, с коэффициентами 6,6 и 8,3 %, соответственно. Однако, сопоставляя эти данные с результатами табл. 1, видно, что хлороформ приводит к 2,7 % потере массы скелета, спиртобензольная смесь – к 2,1 %, а толуол – к 1,3 %, что делает последний наиболее эффективным растворителем. Подобное можно сказать о бензоле, который хоть и менее эффективно растворяет углеводороды $K_{HH}=10,1 \%$, но немного меньше разрушает скелет – 1,2 %.

Таблица 2. Результаты определения коэффициента нефтенасыщенности образцов после холодной экстракции и ФЕС образцов, определенные после горячей экстракции

Table 2. Results of determining oil saturation coefficient of samples after cold extraction and filtration-capacity properties of samples defined after hot extraction

Растворитель Solvent	М _{Гэ} /М _{не}	М _{В(Кв)} /М _{W(Kw)}	K _{HH} /K _{OS}	K _n /K _p	K _{пр} , мД K _{pr} , mD	ρ _{ос} /ρ _{vol}	ρ _{мин} /ρ _{min}
	г/г		%			г/см ³ /g/cm ³	
Хлороформ/Chloroform	25,914	0,448	6,6	36,92	5723,102	1,67	2,64
Бензол/Benzene	31,001	0,540	10,1	37,17	5822,504	1,66	2,65
Ацетон/Acetone	28,492	0,492	58,5	37,06	4997,622	1,67	2,66
Керосин/Kerosene	33,936	0,581	16,9	36,86	4949,283	1,68	2,66
Спирто-бензольная смесь/Alcohol-benzene mixture	25,686	0,444	8,3	37,10	6249,021	1,68	2,66
Толуол/Toluene	30,292	0,500	4,5	35,94	4722,513	1,70	2,65

В то же время в таких рассуждениях нужно брать во внимание не только эффективность растворителя, но и безопасность его эксплуатации, а также токсичность, вред для оператора при использовании тех или иных растворителей. Поэтому из четырех перечисленных в предыдущем абзаце экстрагентов для холодной экстракции подходят толуол и бензол при условии эффективной вентиляции помещения и применения рекомендованных СИЗ оператором. В то же время для горячей экстракции в аппарате Сокслета из четырех растворителей наилучшим кандидатом является хлороформ благодаря наименьшей температуре кипения – 61,2 °С, а следовательно, меньшему термическому воздействию на образец (из всего списка исследованных растворителей ниже температура кипения только у ацетона – 56,1 °С, но он исключен из-за худшей отмывающей способности). Помимо этого, хлороформ негорючий, в отличие от толуола, бензола и спиртобензольной смеси, что делает термические эксперименты с ним наиболее безопасными.

Заключение

Проведена оценка и сравнение воздействия растворителей на нефтенасыщенные породы в процессе предварительной холодной экстракции. Выявлено, что при комнатной температуре нефть в

наибольшей степени растворяется в толуоле, хлороформе, спиртобензольной смеси и бензоле.

Рассчитана потеря массы образцов за счет осыпания в процессе холодной экстракции. Наименьшая потеря наблюдается при очистке пород ацетоном, керосином, бензолом и толуолом.

Горячую экстракцию для слабосцементированных горных пород, насыщенных высоковязкой нефтью, рекомендуется проводить при минимально возможных температурах кипения растворителя во избежание термического воздействия на скелет горной породы, для чего наилучшим образом подходит хлороформ и ацетон. При этом хлороформ негорюч, что делает его приоритетным растворителем.

Из сказанного можно сделать вывод: толуол оптимален для холодной экстракции с допустимой потерей массы 1,3 %, для горячей экстракции оптимальным растворителем выступает хлороформ. Если комбинировать метод предварительной – холодной экстракции, не требующий никаких энергетических затрат и участия оператора, с методом горячей экстракции хлороформом, то длительность последнего сокращается с 9–10 до 5–7 дней, что благотворно сказывается на сохранении структуры и свойств минерального скелета породы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород). – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 367 с.
2. McPhee C., Reed J., Zubizarreta Iz. Core analysis: a best practice guide. – Amsterdam, Netherlands: Elsevier Publ., 2015. – 829 p.
3. Tiab D., Donaldson C.E. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd ed. – Burlington, USA: Elsevier Publ., 2004. – 881 p.
4. Reproducing wettability in sandstone reservoir core material in laboratory core restorations / P. Aslanidis, S. Strand, I.D. Pinerez Torrijos, T. Puntervold // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.10953>.
5. Неволин А.И., Чижов Д.Б., Путилов И.С. Комплексный подход к определению остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях на керне негидрофильных коллекторов месторождений нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – Т. 365. – № 5. – С. 43–49. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-5(365)-43-49.
6. Borre M.K., Coffey B.P. Multi-stage cleaning for routine core analysis in heavy oil-bearing carbonates // SPE Heavy Oil Conference. – Canada, Calgary, Alberta, Canada, June, 2014. DOI: 10.2118/170154-MS.
7. Особенности проведения лабораторных исследований негидрофильных пород-коллекторов / И.С. Путилов, Д.Б. Чижов, И.П. Гурбатова, А.И. Неволин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 4. – С. 70–79. DOI: 10.18799/24131830/2021/04/3149.
8. Построение многоуровневых статистических моделей прогноза значений смачиваемости по восточно-ламбейшорскому и ярейносскому месторождениям / А.Д. Саэтгараев, В.И. Галкин, И.С. Путилов, А.И. Неволин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 5. – С. 63–69. DOI: 10.18799/24131830/2023/5/3960.
9. An integrated geomechanical, petrophysical, and petrographical study to evaluate the efficacy of a plug cleaning technique for ultra-low permeability rocks / A. Guedez, S. Govindarajan, D. Lambert, S. Keyes, R. Patterson, W. Mickelson, M. Aldin // Proc. of the 8th Unconventional Resources Technology Conference. – Austin, 20–22 July 2020. DOI: 10.15530/urtec-2020-2918.
10. Quantitative monitoring of cleaning time and wettability alteration of carbonate rocks during soxhlet cleaning / P. Soltani, S. Sadeghnejad, A. H. Dehaghani, R. Ashena // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2019. – Vol. 4. – P. 1334–1345. DOI: 10.2118/197066pa.
11. Core wettability reproduction: a new solvent cleaning and core restoration strategy for chalk cores / I. Piñerez, T. Puntervold, S.Strand, P. Hopkins, P. Aslanidis, H.S. Yang, M.S. Kinn // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 195. – P. 2142–2147. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107654.
12. Influence of Soxhlet-extractable bitumen and oil on porosity in thermally maturing organic-rich shales / L. Wei, M. Mastalerz, A. Schimmelmann, Y. Chen // International Journal of Coal Geology. – 2014. – Vol. 132. – P. 38–50. DOI: 10.1016/j.coal.2014.08.003.

13. Effect of different polar organic compounds on wettability of calcite surfaces / I.K. Al-Busaidi, R.S. Al-Maamari, M. Karimi, J. Naser // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 180. – P. 569–583. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.05.080.
14. Adsorption of polar organic components onto sandstone rock minerals and its effect on wettability and enhanced oil recovery potential by smart water / A. Mamonov, O.A. Kvandal, S. Strand, T. Puntervold // *Energy & Fuels*. – 2019. – Vol. 33. – P. 5954–5960. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.9b00101.
15. Бадмаева Ж.О., Рыжкова С.М., Ямкова Л.С. Холодная экстракция битумоидов // *Методы исследования природных органических веществ*. – Новосибирск: Наука, 1985. – С. 3–5.
16. Amott E. Observations relating to the wettability of porous rocks // *Trans AJME*. – 1959. – Vol. 216. – P. 156–162.
17. Dean E.W., Stark D.D. A convenient method for the determination of water in petroleum and other organic emulsions // *Ind. Eng. Chem.* – 1920. – Vol. 12. – P. 486–490. DOI: 10.1021/ie50125a025.
18. Физика пласта: методические указания к лабораторным работам / сост. Д.С. Тананыхин. – СПб: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2015. – 39 с.
19. Сайтов Р.М., Горшков А.М. Методические аспекты определения пористости и насыщенности порового пространства керн баженовской свиты // *Интерэкспо Гео-Сибирь*. – 2022. – Т. 2. – № 1. – С. 90–97. DOI: 10.33764/2618-981X-2022-2-1-90-97.
20. Зайцева К.В., Варфоломеев М.А., Маджидов Т.И. Исследование кооперативности водородного связывания ацетона с водой // *Ученые записки Казанского университета*. – 2012. – Т. 154. – С. 82–90.

Информация об авторах

Павел Сергеевич Молоков, ведущий специалист лаборатории стандартных петрофизических исследований Центра исследований керн, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42; molokov-p@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0006-7570-758X>

Борис Владимирович Григорьев, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой прикладной и технической физики Школы естественных наук, Тюменский государственный университет, Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6; b.v.grigorev@utmn.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2757-1386>

Анастасия Петровна Садькова, аспирант, ассистент кафедры прикладной и технической физики Школы естественных наук, Тюменский государственный университет, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6; a.p.sadykova@utmn.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1679-7793>

Поступила в редакцию: 27.01.2025

Поступила после рецензирования: 25.02.2025

Принята к публикации: 16.09.2025

REFERENCES

1. Dobrynin V.M., Wendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. *Petrophysics (Physics of rocks)*. Moscow, Oil and Gas Publ. House, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2004. 367 p. (In Russ.)
2. McPhee C., Reed J., Zubizarreta Iz. *Core analysis: a best practice guide*. Amsterdam, Netherlands, Elsevier Publ., 2015. 829 p.
3. Tiab D., Donaldson C.E. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2nd ed. Burlington, USA, Elsevier Publ., 2004. 881 p.
4. Aslanidis P., Strand S., Pinerez Torrijos I.D., Puntervold T. Reproducing wettability in sandstone reservoir core material in laboratory core restorations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.10953>.
5. Nevolin A.I., Chizhov D.B., Putilov I.S. Integrated approach to determination of residual water saturation in laboratory conditions on cores of non-hydrophilic reservoirs of oil fields. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2022, vol. 365, no. 5, pp. 43–49. (In Russ.) DOI: 10.33285/2413-5011-2022-5(365)-43-49.
6. Borre M.K., Coffey B.P. Multi-stage cleaning for routine core analysis in heavy oil-bearing carbonates. *SPE Heavy Oil Conference*. Canada, Calgary, Alberta, Canada, June, 2014. Paper Number: SPE-170154-MS.
7. Putilov I.S., Chizhov D.B., Gurbatova I.P., Nevolin A.I. Features of laboratory studies of non-hydrophilic reservoir rocks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 4, pp. 70–79. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2021/04/3149.
8. Saetgaraev A.D., Galkin V.I., Putilov I.S., Nevolin A.I. Construction of multilevel statistical models of the forecast of wettability values for the East Lambeyshorsky and Yareyu fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 5, pp. 63–69. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/5/3960.
9. Guedez A., Govindarajan S., Lambert D., Keyes S., Patterson R., Mickelson W., Aldin M. An integrated geomechanical, petrophysical, and petrographical study to evaluate the efficacy of a plug cleaning technique for ultra-low permeability rocks. *Proc. of the 8th Unconventional Resources Technology Conference*. Austin, 20–22 July 2020. DOI: 10.15530/urtec-2020-2918.
10. Soltani P., Sadeghnejad S., Dehaghani A.H., Ashena R. Quantitative monitoring of cleaning time and wettability alteration of carbonate rocks during soxhlet cleaning. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2019, vol. 4, pp. 1334–1345. DOI: 10.2118/197066pa.
11. Piñerez I., Puntervold T., Strand S., Hopkins P., Aslanidis P., Yang H.S., Kinn M.S. Core wettability reproduction: a new solvent cleaning and core restoration strategy for chalk cores. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, pp. 2142–2147. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107654.
12. Wei L., Mastalerz M., Schimmelmann A., Chen Y. Influence of Soxhlet-extractable bitumen and oil on porosity in thermally maturing organic-rich shales. *International Journal of Coal Geology*, 2014, vol. 132, pp. 38–50. DOI: 10.1016/j.coal.2014.08.003.

13. Al-Busaidi I.K., Al-Maamari R.S., Karimi M., Naser J. Effect of different polar organic compounds on wettability of calcite surfaces. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 180, pp. 569–583. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.05.080.
14. Mamonov A., Kvandal O.A., Strand S., Puntervold T. Adsorption of polar organic components onto sandstone rock minerals and its effect on wettability and enhanced oil recovery potential by smart water. *Energy & Fuels*, 2019, vol. 33, pp. 5954–5960. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.9b00101.
15. Badmaeva Zh.O., Ryzhkova S.M., Yamkova L.S. Cold extraction of bitumoids. *Methods for the study of natural organic substances*. Novosibirsk, Nauka Publ., 1985. pp. 3–5. (In Russ.)
16. Amott E. Observations relating to the wettability of porous rocks. *Trans AJME*, 1959, vol. 216, pp. 156–162.
17. Dean E.W., Stark D.D. A convenient method for the determination of water in petroleum and other organic emulsions. *Ind. Eng. Chem*, 1920, vol. 12, pp. 486–490. DOI: 10.1021/ie50125a025.
18. *Reservoir physics: methodological guidelines for laboratory work*. Compiled by D.S. Tananykhin. St Petersburg, National Mineral Raw Materials University “Gorny” Publ., 2015. 39 p. (In Russ.)
19. Saitov R.M., Gorshkov A.M. Methodological aspects of determining porosity and saturation of core pore space of Bazhenov Formation. *Interexpo Geo-Siberia*, 2022, vol. 2, no. 1, pp. 90–97. (In Russ.) DOI: 10.33764/2618-981X-2022-2-1-90-97.
20. Zaitseva K.V., Varfolomeev M.A., Madzhidov T.I. Study of the cooperativity of hydrogen binding of acetone with water. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta*, 2012, vol. 154, pp. 82–90. (In Russ.)

Information about the authors

Pavel S. Molokov, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, 42, Maksim Gorky street, Tyumen, 625048, Russian Federation; molokov-p@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0006-7570-758X>

Boris V. Grigoriev, Cand. Sc., Associate Professor, Head of the Applied and Technical Physics Department, University of Tyumen, 6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russian Federation; b.v.grigorev@utmn.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2757-1386>

Anastasia P. Sadykova, Postgraduate Student, Assistant, University of Tyumen, 6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russian Federation; a.p.sadykova@utmn.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1679-7793>

Received: 27.01.2025

Revised: 25.02.2025

Accepted: 16.09.2025