

## ПРОПИТКА ЩЕБНЯ ДЕАСФАЛЬТИЗАТОМ НЕФТЯНОГО ОСТАТКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СВЕРХКРИТИЧЕСКИХ ФЛЮИДОВ

<sup>1</sup>Ф. М. Гумеров, <sup>2</sup>М. И. Фарахов, <sup>1,2</sup>В. Ф. Хайрутдинов\*,  
<sup>1</sup>Ф. Р. Габитов, <sup>1,3</sup>З. И. Зарипов, <sup>3</sup>Е. Е. Каменова, <sup>1</sup>Т. Р. Ахметзянов

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет»,  
Казань, Россия

<sup>2</sup>ООО «Инженерно-внедренческий центр «Инжехим», Казань, Россия

<sup>3</sup>ФГБОУ ВО «Петрозаводский государственный университет», Петрозаводск, Россия

\*kvener@yandex.ru

Поступила в редакцию 25.07.2016 г.

Приведены результаты исследования процессов получения тяжелого нефтяного остатка, его деасфальтизации и пропитки деасфальтизатором карбонатного щебня. Тяжелый нефтяной остаток получен разделением высоковязкой нефти паротермическим методом. Деасфальтизация нефтяного остатка и пропитка карбонатного щебня осуществлены с использованием пропан/бутанового растворителя в жидком и сверхкритическом флюидном состоянии соответственно.

**К л ю ч е в ы е с л о в а:** высоковязкая нефть, паротермический метод, нефтяной остаток, деасфальтизация, карбонатный щебень, структура порового пространства, рентгеновский компьютерный микротомографический анализ, импрегнация, сверхкритическое флюидное состояние.

### ВВЕДЕНИЕ

В последнее время все большее внимание специалисты дорожно-строительной отрасли обращают на изучение возможностей укрепления и упрочнения малопрочных материалов различными органическими и неорганическими веществами полифункционального действия [1—3]. Поэтому разработка новых технологий укрепления щебня из малопрочных карбонатных пород является актуальной задачей. Ее решение позволит улучшить качество щебня и получить высокоэффективный дорожно-строительный материал.

Основной задачей настоящего исследования является достижение равномерной сквозной пропитки щебня, обеспечивающей уменьшение водопоглощения даже при условии его дробления в процессе эксплуатации. Для этого предложено использовать сверхкритическую флюидную (СКФ) импрегнацию — пропитку щебня деасфальтизатором, получаемым в процессе жидкостной экстракции из нефтяных остатков, с использованием растворителя в сверхкритическом флюидном состоянии.

Реализация предлагаемого комплексного процесса деасфальтизации тяжелого нефтяного остатка с последующей СКФ-пропиткой карбонатного щебня ограничена следующими условиями: деасфальтизатор должен иметь высокую раствори-

мость в экстрагенте на первой стадии, но растворяющая способность того же экстрагента по отношению к тому же деасфальтизату должна резко снижаться после перевода растворителя из жидкого состояния в сверхкритическое флюидное на втором этапе. Основной задачей при создании технологии является выбор оптимального растворителя, определяющего эффективность процесса в целом, качество и конкурентоспособность получаемого продукта.

В работах [4—6] рассмотрены процессы экстракции из тяжелых нефтяных остатков. В работе [4] рассмотрены возможности применения СКФ технологий в процессах добычи и переработки нефти и газа, а также деасфальтизации тяжелых нефтяных остатков. В работе [5] приведены результаты исследования очистки гудрона из смеси азербайджанских нефтей с применением двухфазной системы «сверхкритический  $\text{CO}_2$  — ионная жидкость» от смолисто-асфальтеновых веществ (деасфальтизация) и металлоорганических соединений (деметаллизация). В работе [6] показано, что независимо от особенностей геологического происхождения органического вещества углеродсодержащего сырья при экстракции с использованием сверхкритического (СК)  $\text{CO}_2$  происходит избирательное извлечение углеводородов, в особенности алканов и нафтен. Во всех вышеперечисленных работах в качестве экстрагента используется диоксид углерода и его смеси. Однако, несмотря на несомненные достоинства СК- $\text{CO}_2$  как растворителя, его нельзя отнести к числу универсальных. В лабораторной и промышленной практике большое распространение в качестве растворителей получили и другие вещества в СК состоянии: этилен, пропан, бутан и вода [7—11]. СК вода растворяет практически все органические соединения, которые не разлагаются при высоких температурах [9], но параметры ее критической точки очень высоки (374 °С, 22 МПа). Современные технологии позволяют создавать установки, отвечающие таким требованиям, но работать в этом диапазоне температур и давлений технически сложно. Наиболее предпочтительными растворителями для нефтяной промышленности, в частности для деасфальтизации тяжелого нефтяного остатка, являются пропан, бутан и их смеси, извлекаемые из попутных нефтяных газов. Пропан и бутан являются «родственными» по отношению к углеводородам нефти. Еще одно немаловажное преимущество этих веществ — относительно низкие значения критических параметров: 369,82 К (96,67 °С) и 4,247 МПа для пропана и 425 К (151,85 °С) и 3,797 МПа для бутана [12]. Для коммунально-бытового потребления промышленно выпускают их смесь [13], содержащую 75 % масс. пропана и 25 % масс. бутана.

Высокая растворимость деасфальтизата в пропан-бутановой смеси — это главный фактор, определяющий эффективность экстракционного процесса на первой стадии комплексной технологии. На ее втором этапе должно иметь место быстрое снижение растворяющей способности той же пропан-бутановой смеси по отношению к деасфальтизату после перевода растворителя из жидкого состояния в сверхкритическое флюидное. Аналогичный подход применительно к нефтяным шламам реализован фирмой «ТЕХАСО» (США) в промышленном варианте [8].

Ранее авторами настоящей работы был предложен комплексный процесс деасфальтизации тяжелого нефтяного остатка и последующей пропитки (импрегнация с использованием растворителя в СКФ состоянии) деасфальтизатом карбонатного щебня с целью улучшения функциональных характеристик последнего [14]. В результате равномерной пропитки, недостижимой для традиционных методов, такая важная характеристика как водопоглощение снижена с 3,6 % до 0,54 %. Однако, несмотря на сквозную пропитку щебня и столь значимое снижение во-

допоглощения, выявлены и некоторые недостатки процесса. В частности, концентрация деасфальтизата на поверхности зерна щебня оказывается выше, чем в его ядре. Одним из путей повышения равномерности пропитки может явиться улучшение характеристик материала пропитки (деасфальтизата). Следует отметить, что в работе [14] его выбор не явился результатом сравнительного анализа, а был обусловлен лишь максимальным выходом в процессе обработки высоковязкой нефти методом термодарового воздействия и функциональным соответствием. В данной работе подробно рассмотрено влияние исходного сырья на качество пропитки в связи с оптимизацией технологии получения исходного сырья для деасфальтизации. Речь идет о паротермическом методе разделения высоковязкой нефти на синтетическую нефть и тяжелый остаток. В данном случае под термином «синтетическая нефть» понимается нефть облегченная, маловязкая, полученная в процессе переработки тяжелой нефти, с выделением тяжелых остатков в виде отдельной фазы [15].

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В качестве объекта исследования выбрана сверхвысоковязкая нефть (СВН) Ашальчинского месторождения Республики Татарстан (РТ). К основным недостаткам ашальчинской нефти относятся: сверхмалый выход светлых фракций (бензиновые фракции отсутствуют, а доля дизельных составляет лишь 12 %), высокое содержание асфальтенов, смол и серы, а также высокая вязкость, которая создает технические сложности и повышает энергозатраты при ее перекачке. Физико-химические свойства ашальчинской нефти представлены в таблице 1.

Для разделения ашальчинской нефти создана экспериментальная установка производительностью по сырью до 5 кг/ч. Схема установки приведена на рис. 1.

Подача нефти из сырьевой емкости на питающую тарелку в верхней части насадочной колонны осуществляется соответствующим насосом. При этом прокачиваемая нефть проходит через подогреватель сырья. В куб колонны подается перегретый пар, получаемый из дистиллированной воды в пароперегревателе.

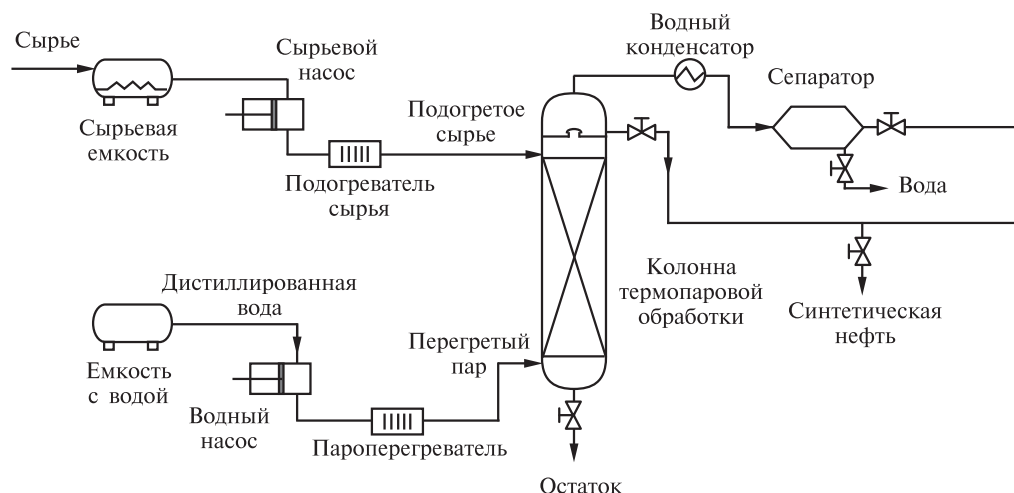
В колонне происходит интенсивное выделение светлых дистиллятов и газойлевых фракций из подогретой тяжелой нефти. Испарившиеся компоненты поднимаются вверх по колонне, контактируя со стекающей вниз по насадке горячей нефтью, протекает теплообмен. В результате в кубе колонны накапливается

Таблица 1

Физико-химические свойства ашальчинской нефти [15]

Название показателя	Значение показателя
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	965
Вязкость при 20 °С, сСт	3000
Массовая доля серы, %	4,5
Массовая доля смол, %	28,0
Массовая доля асфальтенов, %	5,5
Массовая доля парафина, %	1,4
Массовая доля никеля, %	0,002—0,008
Массовая доля ванадия, %	0,02—0,03

**Пропитка щебня деасфальтизатом нефтяного остатка с использованием сверхкритических флюидов**



**Рис. 1.** Принципиальная схема установки паротермической обработки сверхвысоковязкой нефти

остаточный продукт, а в верхней части концентрируется легкая часть. Более тяжелые газойлевые фракции конденсируются на самой верхней глухой тарелке, с которой осуществляется их отбор. Боковой отгон необходимо отбирать для облегчения отделения воды от верхнего продукта. Более легкие дистиллятные фракции вместе с водяным паром проходят через водяной конденсатор и накапливаются в приемной емкости, где из-за разности плотностей происходит отделение воды от органической части. Полученный боковой отгон и верхний продукт смешивают с получением синтетической нефти (СН). Кубовый остаток может выступать как сырье для получения деасфальтизата в комплексном процессе пропитки карбонатного щебня, а также в качестве дорожного битума. При разделении нефти паротермическим методом варьировались температура в смесителе и соотношение водяной пар/сырье. В конце каждого эксперимента для определения материального баланса измерялись массы полученных светлых фракций и тяжелого остатка.

Характеристики полученной СН определялись после ее атмосферно-вакуумной разгонки.

Образцы тяжелого остатка испытывались на соответствие требованиям, предъявляемым к дорожным битумам [16].

Подробное описание комплексного процесса деасфальтизации тяжелого нефтяного остатка и последующей СКФ-пропитки карбонатного щебня деасфальтизатом приведено в работе [14].

В качестве экстрагента в жидком состоянии (этап деасфальтизации) и сверхкритического флюидного растворителя (этап СКФ импрегнации) использована пропан-бутановая смесь, содержащая 75 % масс. пропана и 25 % масс. бутана. Согласно [12, 17] критические параметры этой смеси — 386 К и 4,31 МПа. Пропитка щебня полученным деасфальтизатом проводилась при сверхкритических параметрах пропан-бутановой смеси.

Структура порового пространства образцов карбонатного щебня исследована методом рентгеновской компьютерной микротомографии (X-ray micro-CT) на микротомографе «SkyScan 1173» (Бельгия) с использованием сертифицированных программных продуктов NRecon, DataViewer и CTAn. Исследования проводились при подаче на рентгеновскую трубку тока силой 100 мА при напряжении

100 кВ и мощности рентгеновского излучения 90 Вт. При этом удается идентифицировать поры размером от 4 мкм и более.

Исследуемые образцы устанавливались на съемном предметном столике перед рентгеновским излучателем в боксе с биологической защитой. Столик с образцом поворачивался на 360° с шагом 0,25°, что позволяло изменять и фиксировать ориентацию образца по отношению к оптической оси прибора. Количество теневых снимков, обеспечивающих получение пространственной 3D-модели, составляло 1440.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Результаты экспериментов по паротермическому разделению нефти Ашальчинского месторождения РТ представлены в таблице 2. Характеристики синтетической нефти, подвергнутой атмосферно-вакуумной разгонке, приведены в таблице 3 и на рис. 2.

Таблица 2

**Условия проведения экспериментов и выход продуктов**

Параметр	Значение			
	Эксп. № 1	Эксп. № 2	Эксп. № 3	Эксп. № 4
Температура подогревателя, °С	300	290	300	300
Температура смесителя, °С	597	523	516	527
Температура пара, °С	650	620	610	630
Температура верха колонны, °С	147	113	108	121
Температура низа колонны, °С	209	186	114	109
T <sub>бит</sub> , °С	341	325	301	331
Соотношение «водяной пар/нефть», кг/кг	1,4	1,1	1,1	1,2
Выход продукта, % масс.:				
— синтетическая нефть	63	60	61	61
— тяжелый остаток	37	40	39	39

Таблица 3

**Параметры сырья и образцов синтетической нефти**

№	Параметр	Исх. нефть	Синтетическая нефть, эксперимент №			
			1	2	3	4
1	Содержание серы, % масс.	4,37	—	2,84	3,24	3,77
2	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	963	898	892	935	919
3	Выход фракций (по температуре выкипания), % масс.					
	до 200 °С	4	5	8		4
	до 300 °С	12	29	37	—	18
	до 350 °С	20	44	52		24
4	Кинематическая вязкость при 20 °С, сСт (мм <sup>2</sup> /с)	2268	—	16,4	39,9	131



*a*

*б*

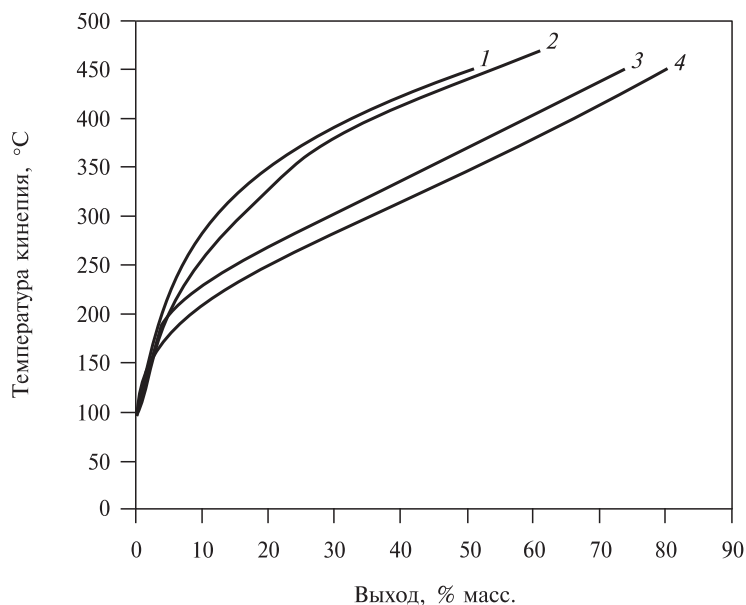


*в*

**Рис. 3.** Фотографии образцов щебня:

*a* — исходный образец; *б* — срез образца после пропитки в условиях № 1 (таблица 5); *в* — срез образца после пропитки в условиях № 4 (таблица 5)

**Пропитка щебня деасфальтизатом нефтяного остатка с использованием сверхкритических флюидов**



**Рис. 2.** Кривые атмосферно-вакуумной разгонки (таблица 2):

1 — исходная нефть; 2 — синтетическая нефть (эксп. № 4); 3 — синтетическая нефть (эксп. № 1); 4 — синтетическая нефть (эксп. № 2)

Продукт, полученный в ходе эксперимента № 2 (таблица 2), использовался для получения деасфальтизата. Условия проведения процесса деасфальтизации приведены в таблице 4. Максимальный выход деасфальтизата получен, как и в работе [14], при сочетании параметров, соответствующих опыту № 1 (таблица 4). Согласно [18] с увеличением выхода деасфальтизата в его составе повышается содержание смол, серы и металлов, причем сера и металлы концентрируются главным образом в асфальтенах.

Влияние условий осуществления СКФ импрегнационного процесса на качество пропитки щебня деасфальтизатом можно наблюдать по фотографиям, приведенным на рис. 3 (см. цв.вкладку).

Образующаяся на поверхности камня после пропитки равномерная деасфальтизатная оболочка (рис. 3б, 3в) обладает хорошими гидрофобными и адгезионными

Таблица 4

**Параметры осуществления комплексного процесса**

№ эксп. условий	Экстракция		Пропитка		Массовое соотношение «экстрагент : нефт. остаток»	Выход деасфальтизата, % масс.
	$P$ , МПа	$T$ , °C	$P$ , МПа	$T$ , °C		
1	4,5	85	5	85	2 : 1	69,8
2	4,5	85	5	140	1,5 : 1	55,6
3	6	85	7	140	2 : 1	67,2
4	7	85	7	140	1,5 : 1	53,0
5	7	85	7	140	1 : 1	45,1

ми свойствами. Водопоглощение такого образца щебня составляет 0,21 %. Адгезия к материалу асфальтового покрытия, традиционно накладываемого на поверхность щебеночного слоя при формировании дорожного покрытия, является одним из факторов, оказывающих влияние на долговечность асфальтобетонного покрытия.

Однако пропитка щебня жидким раствором деасфальтизата в пропан-бутановой смеси (условие № 1 в таблице 4) обеспечивает предпочтительно периферийную, так называемую «корочковую» пропитку (рис. 3б). В процессе постройки дороги и первого года эксплуатации щебень интенсивно дробится, в результате чего оголяется его внутренняя часть. Как следствие, увеличивается водопоглощение и существенным образом ухудшаются физико-механические свойства дорожного материала. В случае же перевода пропан-бутановой смеси в сверхкритическое флюидное состояние (условия № 2—5 в таблице 4) пропитка щебня деасфальтизатом оказывается равномерной и «сквозной» (рис. 3в).

В таблице 5 приведены физико-механические свойства исходного и пропитанных образцов щебня, оцененные по методике, предусмотренной ГОСТом [19].

Показатели водопоглощения определены после дробления исходного и пропитанных образцов щебня. Показатель водопоглощения образца, подвергнутого жидкостной пропитке (условие № 1 в таблице 4), не сильно отличается от показателя, полученного для исходного образца щебня, что объясняется отсутствием пропитки внутренней части этого образца. В случае же пропитки щебня раствором деасфальтизата в пропан-бутановой смеси, находящейся в СКФ состоянии (условия № 2 и № 4 в таблице 4), водопоглощение образцов уменьшается в несколько раз, что подтверждается результатами исследования методом микротомографии. При этом в настоящей работе благодаря использованию в качестве сырья более легких кубовых остатков водопоглощение снижено до 0,21 %, тогда как в работе [14] было достигнуто значение лишь 0,51 %. Сравнение теневых проекций в рентгеновском излучении исходного (необработанного) зерна щебня и зерна, пропитанного раствором деасфальтизата в пропан-бутановой смеси (условие № 4 в таблице 4), показывает, что количество открытых пор при обработке существенно снижается (рис. 4).

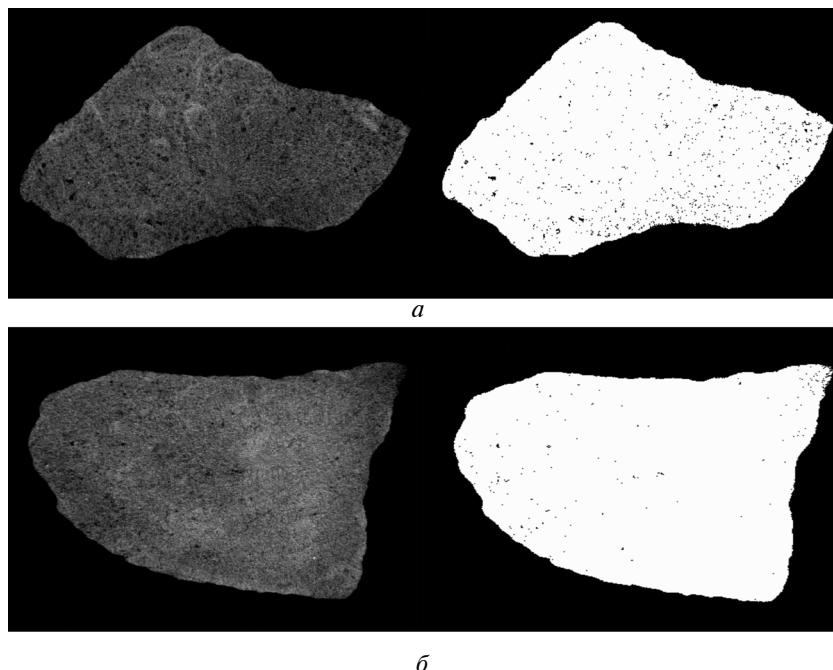
Снижение водопоглощения обработанного образца связано с уменьшением открытой пористости (0,06 % у исходного образца и 0,01 % — у образца после пропитки). Результаты, полученные методом микротомографии, показывают, что

*Таблица 5*

**Физико-механические свойства исходного и пропитанных образцов щебня**

№ эксп. условий	Фракция, мм	Истинная плотность, г/см <sup>3</sup>	Средняя плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Водопоглощение, %	Показатели дробимости, % (марка)	
						В сухом состоянии	В водонасыщенном состоянии
Исходн. образец	20—40	2,7	2,36	12,6	2,08	16,4 (600)	17,1 (600)
1	20—40	—	—	—	2,04	—	—
2	20—40	—	—	—	0,43	—	—
4	20—40	2,69	2,29	14,9	0,21	16,4 (600)	16,9 (600)





**Рис. 4.** Зерна щебня:

*a* — необработанное, *б* — обработанное; слева — общий вид образцов в рентгеновском излучении, справа — двумерный томографический срез

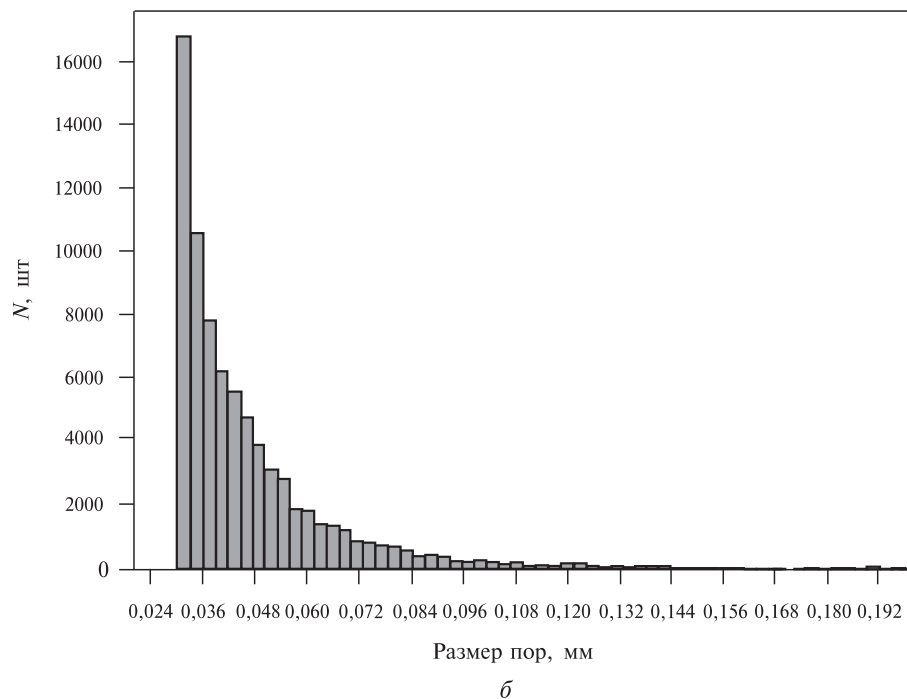
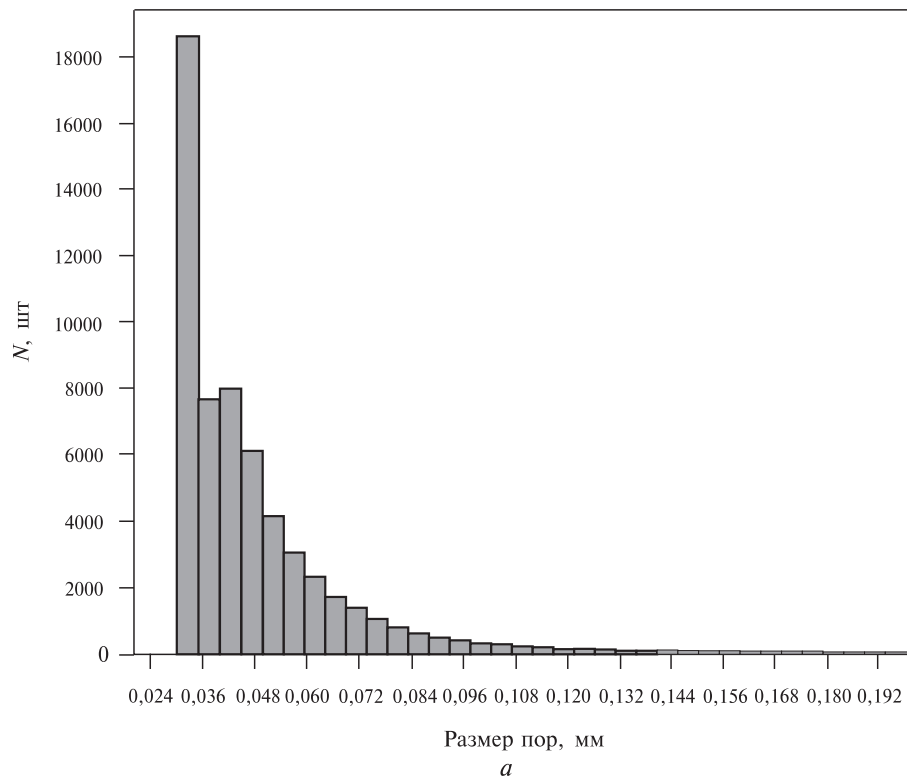
пропитка образцов приводит также к снижению закрытой пористости, что связано с заполнением пор в обработанном образце (таблица 6).

Анализ гистограмм распределения пор по размеру (рис. 5) показывает, что в образцах преобладают поры диаметром 0,032—0,034 мм. Абсолютное количество пор уменьшается при увеличении их размера. Концентрация крупных пор (0,192 мм) незначительна. В то же время, если в необработанном образце абсолютное количество пор размером 0,032 мм составляет 18620 шт., что соответствует их концентрации 12,5 шт./мм<sup>3</sup>, то в образце после пропитки число таких пор снижается более чем в 10 раз (1687 шт., что соответствует концентрации 0,74 шт./мм<sup>3</sup>).

*Таблица 6*

**Результаты исследования образцов щебня методом микротомографии**

Показатели	Необработанный образец	Обработанный образец
Исследуемый объем, мм <sup>3</sup>	1489,1	2280,5
Количество пор, шт.	55153	6485
Концентрация пор, мм <sup>-3</sup>	40,3	2,8
Пористость, %:		
— общая	0,85	0,1
— открытая	0,06	0,01
— закрытая	0,79	0,09
Наибольший размер пор, мкм	192	192

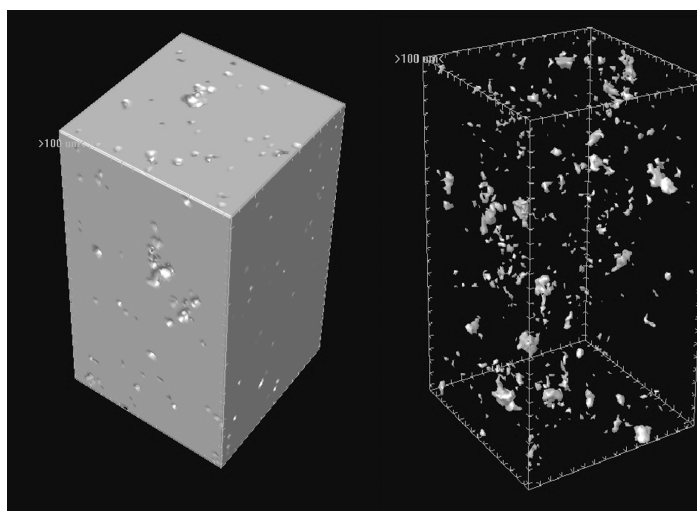


**Рис. 5.** Гистограммы распределения пор по размерам (по оси ординат — число событий  $N$  обнаружения пор, шт.); верхний рисунок соответствует необработанному образцу, нижний — образцу после пропитки

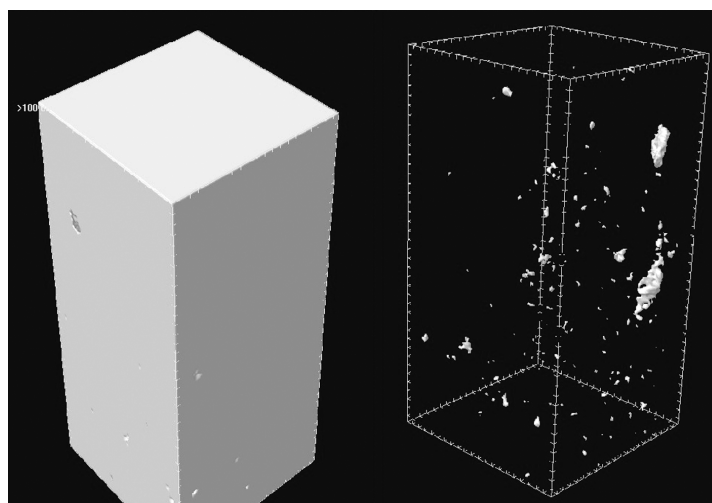
**Пропитка щебня деасфальтизатом нефтяного остатка с использованием сверхкритических флюидов**

Анализ пространственного распределения пор в произвольно выделенном объеме показывает, что в исходном образце поры расположены хаотично и имеют достаточно высокую сообщаемость, образуя крупные обособления неправильной формы (рис. 6а). В образце после пропитки сообщаемость пор снижается, а расстояние между ними увеличивается, что может указывать на увеличение его прочности (рис. 6б).

Сочетание процессов паротермической обработки сверхвысоковязкой нефти и деасфальтизации тяжелых нефтяных остатков с получением в качестве товарной продукции синтетической нефти, неокисленного дорожного битума и пропитанного деасфальтизатом щебня представляется заслуживающим внимания. Предложенная комплексная технология обладает патентной новизной [20, 21].



*a*



*б*

**Рис. 6.** Характер распределения пор по объему (трехмерный):  
*a* — необработанный образец; *б* — образец после пропитки

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установлены закономерности, определяющие влияние физико-химических характеристик исходного сырья и параметров процессов паротермической обработки и пропан-бутановой экстракционной деасфальтизации на выход продуктов.

Разработана эффективная технология пропитки карбонатного щебня нефтяными остатками, основанная на использовании СКФ импрегнационного процесса с пропан-бутановым растворителем. Достигнута равномерная по всему объему пропитка образцов щебня.

Использование комплексного подхода при переработке высоковязких нефтей Ашальчинского месторождения позволяет увеличить глубину переработки и получить:

- синтетическую нефть с выходом до 60% по отношению к исходному сырью;
- сырье для дорожных битумов;
- деасфальтизат с выходом до 69 % по отношению к тяжелому нефтяному остатку;
- щебень с водопоглощением до 0,21 %.

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет» при финансовой поддержке государства в лице Минобрнауки России. Соглашение № 14.574.21.0085. Уникальный идентификатор проекта RFMEFI57414X0085.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Патент РФ 2200717 (2001).
2. Патент РФ 2461522 (2011).
3. Соловьева М.В., Хозин В.Г., Фомин А.Ю. Известия КГАСУ. 2013. № 2. С. 263.
4. Филенко Д.Г., Дадашев М.Н., Винокуров В.А., Григорьев Е.Б. Вести газовой науки. 2011. № 2. С. 7.
5. Самедова Ф.И., Рашидова С.Ю., Касумова А.М., Кулиев А.Д. СКФ-ТП. 2013. Т. 8. № 4. С. 53.
6. Лифшиц С.Х., Чалая О.Н., Зуева И.Н. СКФ-ТП. 2012. Т. 7. № 3. С. 12.
7. Хайрутдинов И.Р., Сайфуллин Н.Р., Нигматуллин Р.Г., Султанов Ф.М., Ганцев В.А., Сажинова Т.И., Кутьин Ю.А. Химия и технология топлив и масел. 1999. № 3. С. 14.
8. Cansell F., Petitot J.P. Fluides Supercritiques et materiaux. Paris: LIMHP CNRS, 1995. 372 p.
9. Горбатый Ю.Е., Бондаренко Г.В. СКФ-ТП. 2007. Т. 2. № 2. С. 5.
10. Brunner G. J. Supercrit. Fluids. 2015. Vol. 96. P. 11.
11. Mendes M.F., Ferreira C.Z., Pessoa F.L.P. Deasphaltation of Petroleum Using Supercritical Propane. 2<sup>nd</sup> Mercosur Congress on Chemical Engineering, 4<sup>th</sup> Mercosur Congress on Process Systems Engineering. Costa Verde, Brazil. Enpromer 2005.
12. Kay W.B. J. of Chem. Eng. Data. 1970. Vol. 15. No. 1. P. 41.
13. ГОСТ 20448-90.
14. Гумеров Ф.М., Фарахов М.И., Хайрутдинов В.Ф., Габитов Р.Ф., Зарипов З.И., Хабриев И.Ш., Ахметзянов Т.Р. СКФ-ТП. 2015. Т. 10. № 2. С. 4.
15. Курочкин А.К., Топтыгин С.П. Сфера Нефтегаз. 2010. № 1. С. 92.
16. ГОСТ 22245-90.
17. Beránek P., Wichterle I. Fluid Phase Equilib. 1981. Vol. 6. P. 279.
18. Sultans F.M., Khairutdinov I.R. Modern Processes of Propane and Propane-Butane Deasphalting. Refining and Petrochemicals: Coll. Nauchn. Works IPNHP AN RB. 2001. P. 51.
19. ГОСТ 8269.0-97.
20. Патент на изобретение № 2552286 от 5.05.2014.
21. Патент на изобретение № 2566775 от 01.07.2014.

**SUPERCRITICAL FLUID IMPREGNATION OF CRUSHED STONE WITH DEASPHALTIZATE OBTAINED FROM OIL RESIDUE**

**<sup>1</sup>F.M. Gumerov, <sup>2</sup>M.I. Farakhov, <sup>1, 2</sup>V.F. Khairutdinov, <sup>1</sup>F.R. Gabitov, <sup>1</sup>Z.I. Zaripov, <sup>3</sup>E.E. Kameneva, <sup>1</sup>T.R. Akhmetzyanov**

*<sup>1</sup>Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Kazan National Research Technological University», Kazan, Russia*

*<sup>2</sup>Limited Liability Company Engineering-Promotional Center «Inzhekhim», Kazan, Russia*

*<sup>3</sup>Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Petrozavodsk State University», Petrozavodsk, Russia*

The results of experimental realization and research of processes of receiving heavy oil residue is deasphaltized and crushed carbonate stone is impregnated with so-obtained deasphaltizate using propane-butane mixture as a solvent in liquid and supercritical fluid states, correspondingly. The heavy oil residue is obtained from high-viscosity oil using thermal-steam method.

**Key words:** high-viscosity oil, thermal-steam method, oil residue, deasphaltization, carbonate crushed stone, pore space structure, X-ray computer microtomography, impregnation, supercritical fluid state.

---

---