

ИЗУЧЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СИНТЕТИЧЕСКИХ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ И ИХ СМЕСЕЙ С ПРИРОДНЫМИ НЕФТЯМИ

STUDY OF THE PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF SYNTHETIC LIQUID HYDROCARBONS AND THEIR MIXTURES WITH CRUDE OILS

В. О. Некучаев

Vladimir O. Nekuchaev

Ухтинский государственный
технический университет,
г. Ухта, Российская Федерация

Ukhta State Technical University,
Ukhta, Russian Federation

Л. В. Яшин

Leonid V. Yashin

Ухтинский государственный
технический университет,
г. Ухта, Российская Федерация

Ukhta State Technical University,
Ukhta, Russian Federation

Д. М. Михеев

Denis M. Mikheev

Ухтинский государственный
технический университет,
г. Ухта, Российская Федерация

Ukhta State Technical University,
Ukhta, Russian Federation

В работе исследована возможность снижения вязкости различных высоковязких и высокопарафинистых нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) с помощью добавления синтетических жидких углеводородов (СЖУ), полученных из синтез-газа методом GTL. Приводятся результаты измерений вязкости, плотности, а также проверка выполнения правил аддитивности этих физических величин при смешивании тяжелых нефтей с легкими и с синтетическими жидкими углеводородами. Реологические исследования на ротационном вискозиметре НААКЕ VT-550 показали, что при температуре 10 °С добавление 2 % синтетических жидких углеводородов в битуминозную нефть Ярегского месторождения снижает вязкость в 1,6 раза, при 6 % — в 4,0 раза, а при 10 % — в 8,4 раза. При добавлении в высокопарафинистую нефть Кыртаельского месторождения соответствующие концентрации СЖУ снижают итоговую вязкость в 1,5; 3,1 и 6,4 раза. При 20 °С снижение вязкости для этих нефтей и этих концентраций СЖУ несколько меньше.

Исследован компонентно-групповой состав синтетических жидких углеводородов методом газовой хроматографии и ИК-Фурье-спектроскопии. Хроматографический анализ показал, что исследуемая смесь жидких синтетических углеводородов близка по составу к катализату риформинга, проведенному в мягких условиях на катализаторе пониженной активности. Об этом позволяют судить промежуточные между платформингом и цеоформингом содержание ароматических углеводородов (в пределах 40 %), выраженное преобладание изомерных алканов над нормальными, низкое остаточное содержание нафтенов и умеренное содержание олефинов (в пределах 3 %). Доля ароматических соединений в составе СЖУ более 36 % объёма. Поскольку они обладают способностью эффективно растворять высокомолекулярные углеводороды нефтей, можно предположить, что при добавлении СЖУ к реальным нефтяным системам ароматические углеводороды будут способствовать разрушению (растворению) надмолекулярных асфальтосмолистых образований, и, как следствие, изменению реологических характеристик нефтей.

In this paper, the possibility of viscosity reducing of various high-viscosity and high-paraffin oils of the Timan-Pechora Oil and Gas Province (TPOGP) by adding synthetic liquid hydrocarbons (SLH) obtained from synthesis gas by the GTL method is investigated. The results of viscosity and density measurements are presented, as well as verification of compliance with the additivity rules of these physical quantities when mixing heavy oils with light and synthetic liquid hydrocarbons. Rheological stud-

Ключевые слова

синтетические жидкие углеводороды; высоковязкая нефть; смеси синтетических и минеральных масел; ароматические углеводороды; вязкость; плотность; инфракрасные спектры поглощения; газовая хроматография

Key words

synthetic liquid hydrocarbons; high viscosity oils; mixtures of synthetic and mineral oils; aromatic hydrocarbons; viscosity; density; infrared absorption spectra; gas chromatography

ies on a rotary viscometer HAAKE VT-550 showed that at temperature 10 °C, the addition of 2 % of synthetic liquid hydrocarbons to the bituminous oil of the Yarega field reduces the viscosity by 1.6 times, at 6 % — by 4.0 times, and at 10 % — by 8.4 times. When added to the high-paraffin oil of the Kyrtael field, the corresponding concentrations of SLH reduce the final viscosity by 1.5, 3.1 and 6.4 times. At 20 °C, the decrease in viscosity for these oils and these concentrations of SLH is slightly less.

The component-group composition of synthetic liquid hydrocarbons has been studied by gas chromatography and IR-Fourier spectroscopy. Chromatographic analysis showed that the studied mixture of liquid synthetic hydrocarbons is similar in composition to the reforming catalysis performed under mild conditions on a catalyst of reduced activity. This is evidenced by the intermediate content of aromatic hydrocarbons (within 40 %) between platforming and Zeoforming, the pronounced predominance of isomeric alkanes over normal ones, the low residual content of naphthenes and the moderate content of olefins (within 3 %). The share of aromatic compounds in the composition of SLH is more than 36 % of the volume. Since they have the ability to effectively dissolve high-molecular hydrocarbon oils, it can be assumed that when adding SLH to real oil systems, aromatic hydrocarbons will contribute to the destruction (dissolution) of supramolecular asphalt-resinous formations, and, as a result, change the rheological characteristics of oils.

Введение

В настоящее время весьма актуальной и важной проблемой является утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ), который выходит при добыче нефти. В частности, интенсивно исследуется проблема получения жидких топлив из ПНГ или так называемых синтетических жидких углеводородов (СЖУ) методом GTL (англ. Gas-to-Liquids — газ в жидкость) [1]. Есть проекты размещения компактных установок по переработке ПНГ в СЖУ непосредственно в северных районах России, в том числе в северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП). В свою очередь, актуальной проблемой станет использование получаемых синтетических жидких углеводородов. Поскольку большинство нефтей, добываемых в северной части ТПНГП, являются в настоящее время аномальными (высоковязкими или высокопарафинистыми) [2–5], добыча и транспортировка которых вызывает большие проблемы технического, экономического и экологического характера [7, 8], то, естественно, напрашивается идея использования полученных на местах СЖУ для снижения вязкости и повышения текучести этих аномальных нефтей.

Таким образом, решение проблем использования полученных на местах СЖУ для снижения вязкости и повышения текучести таких аномальных сортов нефти является актуальной задачей.

Цель и задачи работы

Целью работы является исследование физико-химических и реологических характеристик смесей синтетических жидких углеводородов, полученных из попутного нефтяного газа, с аномальными природными нефтями Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и изучение возможностей улучшения текучести последних за счет смешения с СЖУ.

Задачи:

1. Исследование возможностей снижения вязкости различных аномальных нефтей ТПНГП с помощью добавления синтетических жидких углеводородов;
2. Определение результирующей плотности и вязкости при смешивании различных тяжелых и легких сортов нефти ТПНГП с синтетическими жидкими углеводородами, а также проверка выполнения правил аддитивности этих параметров при смешивании;
3. Исследование компонентногруппового состава синтетических жидких углеводородов методами ИК-Фурье-спектроскопии и газовой хроматографии.

Методы исследования

Измерения плотности нефтей, СЖУ и их смесей проводились при помощи вибрационного измерителя плотности жидкостей ВИП-2МР. Его работа основана на измерении периода колебаний полой трубки оригинальной конфигурации, заполненной исследуемой жидкостью, и последующем вычислении значения ее плотности с использованием резуль-

татов предварительной калибровки по двум веществам известной плотности, например воздуху и воде.

Измерения вязкости нефти проводились на ротационном вискозиметре CR типа НААКЕ VT-550. Записывались кривые течения на прямом и обратном ходе вискозиметра. Особенностью измерения вязкости для не-newтоновских нефтей является тот факт, что вязкость является функцией скорости сдвига [2–5]. При исследовании аномальных нефтей и их смесей значения вязкости рассчитывались как значения кажущейся вязкости на высоких скоростях сдвига обратного хода кривой течения в области значений 200–250 с⁻¹.

ИК-спектры поглощения нефтей и СЖУ исследовались с помощью ИК-Фурье-спектрометра ФСМ-1201. На основании полученных данных проводился качественный анализ исследуемой жидкости на основные группы углеводородов.

Хроматографический анализ синтетических жидких углеводородов проводился с помощью лабораторного газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.1», который представляет собой высокочувствительный многофункциональный прибор для качественного и количественного анализа сложных многокомпонентных смесей. Использованный в работе прибор оснащен двумя капиллярными колонками и двумя детекторами — пламенно-фотометрическим детектором (анализ сернистых соединений) и пламенно-ионизационным детектором (анализ жидких углеводородов, спиртов и гликолей).

Свойства исследуемых аномальных нефтей ТПНГП

В таблице 1 приведены данные по четырем исследованным образцам нефти месторождений ТПНГП и синтетических жидких углеводородов.

Таблица 1. Свойства исследуемых в работе образцов нефти

Нефть месторождения	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %
Ярегского	1350	943	1,8	3,9	22,9
Хоседаюского	135	920	9	2,9	9,1
Кыртаельского	195	821	19,2	1,7	6,8
УПН Уса лёгкая нефть (ЛН)	20	830	3,8	3,2	8,0
СЖУ	1,2	753	0–0,1	0–0,1	0–0,1

Результаты измерений плотности смеси СЖУ с минеральными нефтями

В РД 39-30-598-81 [9] представлено следующее правило аддитивности для плотности смешиваемых нефтей:

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^n \rho_i \cdot x_i, \tag{1}$$

где x_i — объёмная доля компонента смеси; $\rho_{см}$ — плотность смеси, кг/м³; ρ_i — плотности смешиваемых нефтей, кг/м³.

В работах [5, 6] было исследовано выполнение правил аддитивности для плотности при смешивании тяжелых и легких нефтей. Показано, что могут наблюдаться отклонения экспериментальных значений плотности смеси от рассчитанных по правилу аддитивности в большую сторону на 5–10 % в определенном диапазоне концентраций тяжелой нефти (40–60 %). Приведено качественное объяснение этим явлениям.

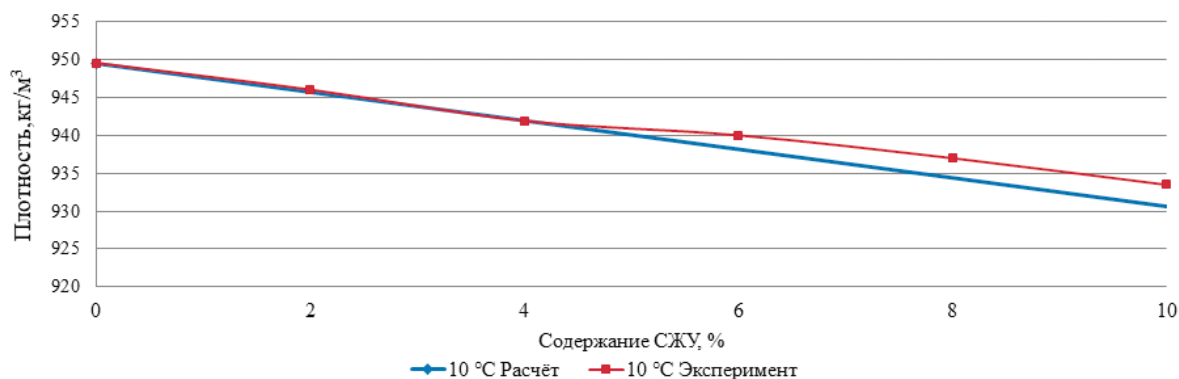


Рисунок 1. График зависимости плотности смеси Ярегской нефти с СЖУ от концентрации СЖУ в смеси

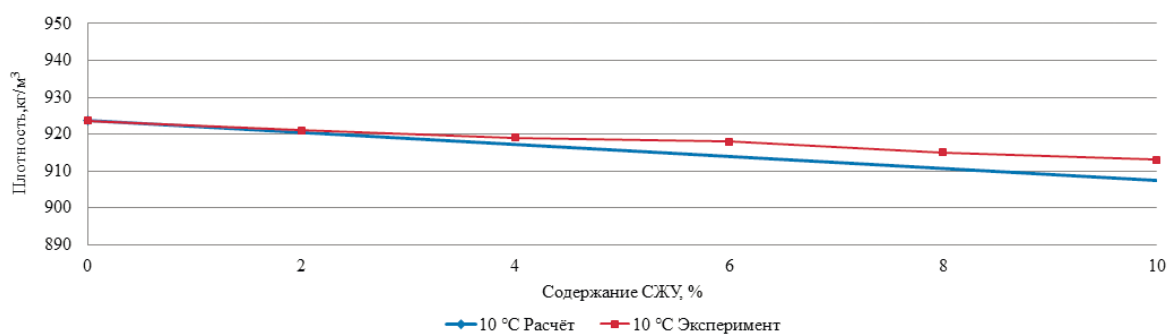


Рисунок 2. График зависимости плотности смеси нефти месторождения «Западное Хоседаю» с СЖУ от концентрации СЖУ в смеси

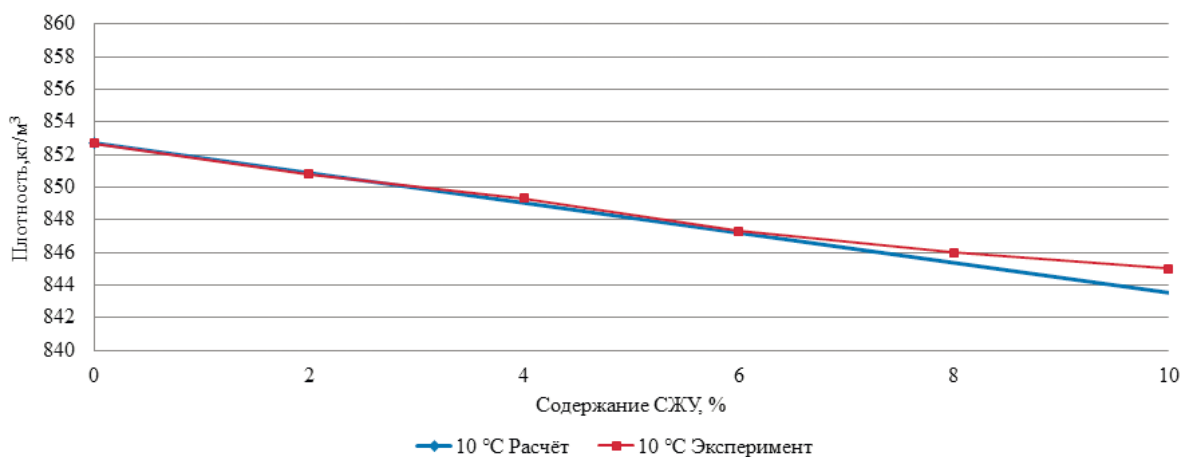


Рисунок 3. График зависимости плотности смеси нефти Кыртаельского месторождения с СЖУ от концентрации СЖУ в смеси

Результаты измерения плотности смеси различных нефтей и СЖУ, полученные в настоящей работе, представлены на рисунках 1–3. Измерения проводились при шести значениях концентраций СЖУ в смеси: 0 %, 2 %, 4 %, 6 %, 8 % и 10 %) и двух температурах: 10 °С и 20 °С.

Из анализа полученных данных можно заключить, что при смешении СЖУ с высокопарафинистыми или высоковязкими нефтями экспериментальные значения плотности смеси могут превышать рассчитанные по правилу аддитивности на величины, большие погрешности измерений, а именно на 3–8 кг/м³ для концентраций СЖУ 8–10 %. Как показали опыты, при смешивании СЖУ с легкой нефтью Усинского месторождения отличия измеренной плотности смеси от рассчитанной не превышает погрешности измерений.

Результаты измерения вязкости смесей природных нефтей и СЖУ

Кинематическую вязкость нефтяных смесей принято рассчитывать, используя правило аддитивности Вальтера [9, 10]:

$$\lg \lg(v_{cm} + 0,8) = \sum_{i=1}^n x_i \cdot \lg \lg(v_i + 0,6), \quad (2)$$

где x_i — объёмная доля компонента смеси; v_i — кинематические вязкости смешиваемых нефтей при одинаковой температуре, сСт.

В первом приближении это правило справедливо и для динамической вязкости. В работе [5] показано, что для существенно разнородных нефтей при пониженных температурах могут наблюдаться сильные отклонения вязкости смеси от вязкости, рассчитанной по стандартной формуле аддитивности Вальтера: вычисленные значения в 2,0–2,5 раза могут превосходить измеренные в области концентраций легкой нефти 40–60 %. С ростом температуры эта разница снижается. В этих случаях рекомендовано использовать модернизированную формулу Вальтера [5].

В настоящей работе для смесей СЖУ с различными минеральными нефтями в исследованном диапазоне концентраций синтетических жидких углеводородов, а именно 0–10 %, который может оказаться экономически обоснованным на практике, наблюдались отклонения от классической формулы Вальтера до величин порядка 3–8 %. Это видно из рисунков 4, 5.

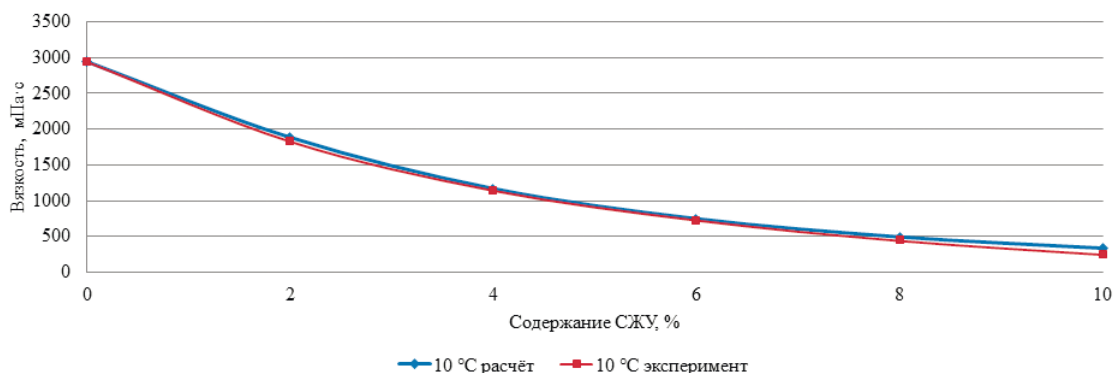


Рисунок 4. Сравнение экспериментальных и рассчитанных по правилу аддитивности значений вязкости смеси битуминозной нефти Ярегского месторождения и СЖУ. Температура смеси 10 °С

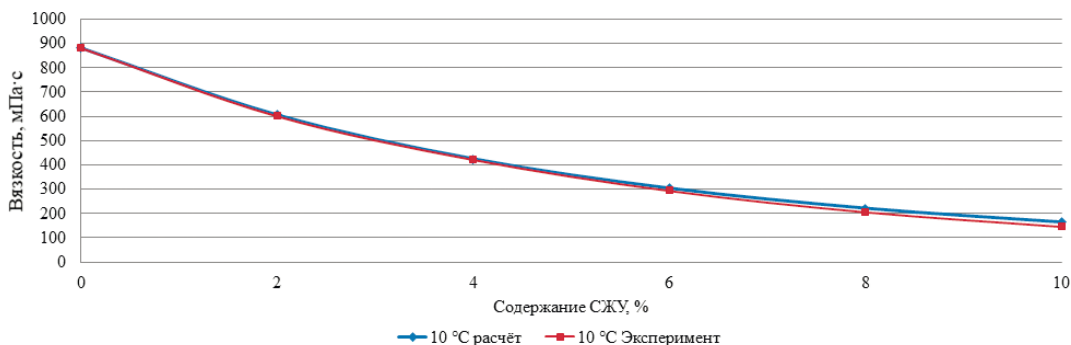


Рисунок 5. Сравнение экспериментальных и рассчитанных по правилу аддитивности значений вязкости смеси высокопарафинистой нефти Кыртаельского месторождения и СЖУ. Температура смеси 10 °С

Оценка снижения вязкости аномальных нефтей при добавлении СЖУ

Результаты количественных измерений снижения вязкости исследуемых аномальных нефтей ТПНГП, проведенных в настоящей работе, представлены в таблице 2 для температуры смеси 10 °С и в таблице 3 для 20 °С. Видно, что наиболее сильное уменьшение вязкости наблюдается при добавлении СЖУ в битуминозную нефть Ярегского месторождения. Так, добавление 4 % СЖУ в Ярегскую нефть при 10 °С снижает вязкость в 2,6 раза,

а при добавлении 10 % СЖУ вязкость снижается в 8,4 раза. При температуре 20 °С эти цифры чуть меньше. Следующей по величине снижения вязкости при добавлении СЖУ является высокопарафинистая нефть Кыртаельского месторождения — добавка 10 % синтетических жидких углеводородов при 10 °С снижает вязкость в 6,4 раза. Наименьшее снижение вязкости, как и следовало ожидать, происходит при добавлении СЖУ в легкую нефть Усинского месторождения, при добавлении 10 % СЖУ вязкость снижается в 1,9 раза.

Таблица 2. Отношение вязкости исходной минеральной нефти к вязкости смеси данной нефти и СЖУ при 10 °С для различных концентраций СЖУ

Нефть месторождения	2 % СЖУ	4 % СЖУ	6 % СЖУ	8 % СЖУ	10 % СЖУ
Хоседаюского	1,24	1,72	2,25	2,63	4,53
Ярегского	1,58	2,58	4,05	5,88	8,40
Кыртаельского	1,49	2,17	3,14	4,89	6,40
УПН Уса-ЛН	1,28	1,43	1,58	1,87	1,89

Таблица 3. Отношение вязкости исходной минеральной нефти к вязкости смеси данной нефти и СЖУ при 20 °С для различных концентраций СЖУ

Нефть месторождения	2 % СЖУ	4 % СЖУ	6 % СЖУ	8 % СЖУ	10 % СЖУ
Хоседаюского	1,25	1,57	2,10	2,40	3,69
Ярегского	1,54	2,40	3,55	5,21	7,04
Кыртаельского	1,39	1,96	2,72	3,75	4,68
УПН Уса-ЛН	1,17	1,218	1,40	1,80	1,90

Таблица 4. Отношение вязкости исходной минеральной нефти к вязкости смеси этой нефти с различными растворителями для концентрации последних 5 % при 20 °С

Нефть месторождения	Растворитель				
	Реком-7125	Р-12	Керосин	Толуол	СЖУ
Ярегского	1,6	1,7	1,5	1,7	2,9
Хоседаюского	1,9	2,1	1,6	1,9	1,8

Таблица 5. Отношение вязкости исходной минеральной нефти к вязкости смеси этой нефти с различными растворителями для концентрации последних 10 % при 20 °С

Нефть месторождения	Растворитель				
	Реком-7125	Р-12	Керосин	Толуол	СЖУ
Ярегского	2,7	2,8	2,2	2,7	7,0
Хоседаюского	4,1	6,2	3,0	4,4	3,9

В таблицах 4 и 5 приводятся результаты исследования уменьшения вязкости битуминозной нефти Ярегского месторождения и высоковязкой нефти месторождения Хоседаю при добавлении различных растворителей в количестве 5 % и 10 % для сравнения с эффективностью добавления СЖУ.

Из данных результатов можно сделать вывод, что для Ярегского месторождения СЖУ являются самым эффективным растворителем среди всех исследованных. В то же время для смеси Хоседаюского месторождения СЖУ в качестве растворителя менее эффективны. Таким образом, для битуминозных нефтей с большой вязкостью СЖУ является наиболее эффективным растворителем среди всех опробованных в рамках исследований.

Результаты исследования ИК-спектров поглощения СЖУ и минеральных нефтей

С помощью ИК-Фурье-спектрометра в работе были проведены исследования ИК-спектров поглощения нефтей и СЖУ в обла-

сти обратных волновых чисел 450–2000 см⁻¹. На рисунке 6 в качестве примера представлены ИК-спектры поглощения нефти Кыртаельского месторождения и синтетических жидких углеводородов. Их анализ в области соответствующих характеристических частот показывает, что полосы поглощения ароматических соединений у СЖУ, таких как бензол (464 см⁻¹, 675 см⁻¹) толуол (694 см⁻¹) и ортоксилол (741 см⁻¹) выражены значительно сильнее, чем у нефти Кыртаельского месторождения, что соответствует большему содержанию в СЖУ ароматических углеводородов. Обратная ситуация наблюдается в области полос поглощения 720–730 см⁻¹, которая, как известно, принадлежит парафиновым углеводородам [11]. У высокопарафинистой нефти Кыртаельского месторождения данные полосы поглощения ярко выражены, в то время как у СЖУ в данной области пики проявляются слабо, что свидетельствует о малом количестве нормальных алканов в СЖУ.

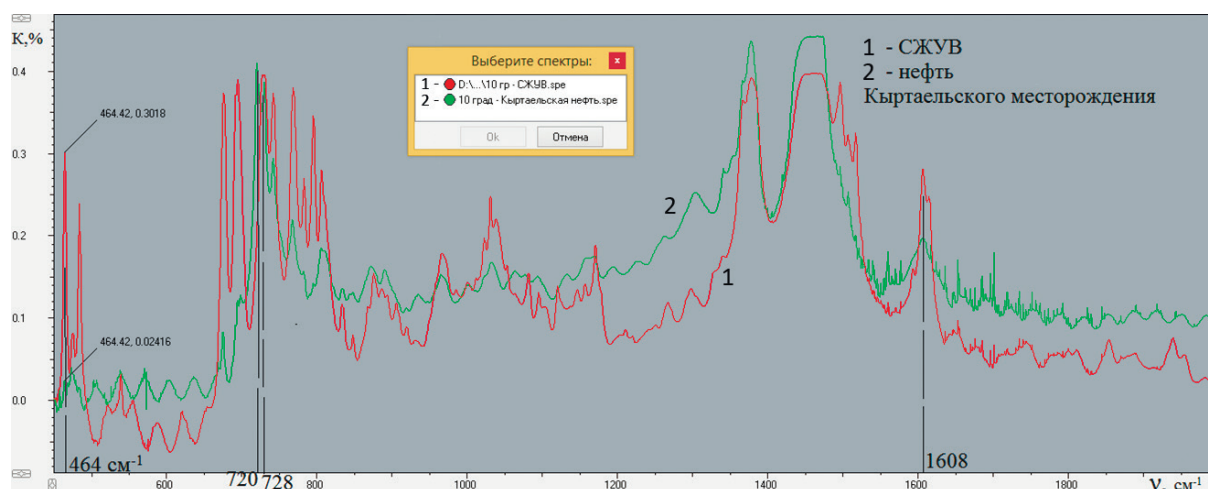


Рисунок 6. ИК-спектры поглощения СЖУ и нефти Кыртаельского месторождения в области обратных волновых чисел 450–2000 см⁻¹

Результаты хроматографического анализа СЖУ

Исследования проводились с помощью лабораторного газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.1».

Образец СЖУ был исследован с целью установления компонентногруппового состава хроматографическим методом по ASTM D 6730 с применением капиллярной колонки HP-PONA и пламенно-ионизационного детектора. Анализ показал, что образец представляет собой смесь жидких углеводородов, близких по составу к катализату риформинга,

Таблица 6. Полный групповой состав образца

Групповой состав:	% масс.	% масс.
Алканы, в том числе:	–	37,29
нормальные	11,47	–
изоалканы	25,81	–
Нафтены	–	15,40
Ароматика, в том числе:	–	38,04
моноядерная	36,28	–
двухядерная	1,35	–
инданы	0,40	–
Олефины и диены, в том числе:	2,67	–
C3	0,002	–
C4	0,153	–
C5	0,822	–
C6	0,839	–
C7	0,557	–
C8	0,240	–
C9	0,054	–
Неидентифицированные углеводороды	6,61	–

Судя по результатам хроматографического анализа, значительная доля в составе СЖУ приходится на ароматические соединения, которые обладают высокой растворяющей способностью высокомолекулярных углеводородов нефтей. Поэтому следует предполагать, что при добавлении СЖУ к реальным нефтяным системам ароматические углеводороды будут способствовать разрушению (растворению) надмолекулярных асфальтосмолистых образований, как следствие, изменению реологических характеристик нефтей.

Кроме того, следует добавить, что результаты детального анализа компонентного состава СЖУ могут быть в перспективе использованы для контроля доли СЖУ в составе нефтей, в которые они добавляются. Для этой цели могут быть использованы в качестве аналитических признаков либо напрямую те компоненты СЖУ, которые отсутствуют в естественных нефтях, либо отношение которых характерно только для СЖУ.

проведенного в мягких условиях на катализаторе пониженной активности. Об этом позволяет судить промежуточное между платформингом и цеоформингом содержание ароматических углеводородов (в пределах 40 %), выраженное преобладанием изомерных алканов над нормальными, низкое остаточное содержание нафтенов и умеренное содержание олефинов (в пределах 3 %). Прогнозируемое октановое число образца — не менее 80 по исследовательскому методу.

Полный групповой состав образца представлен в таблице 6.

Выводы

Экспериментальные исследования на ротационном вискозиметре НААКЕ VT-550 показали, что добавление 2 % синтетических жидких углеводородов в битуминозную нефть Ярегского месторождения при температуре 10 °С снижает вязкость в 1,6 раза, добавление 6 % — в 4,0 раза, а 10 % СЖУ снижают вязкость в 8,4 раза. При добавлении в высокопарафинистую нефть Кыртаельского месторождения соответствующие концентрации СЖУ снижают итоговую вязкость в 1,5; 3,1 и 6,4 раза. При 20 °С снижение вязкости для этих нефтей и этих концентраций СЖУ несколько меньше. Для легкой нефти Усинского месторождения снижение вязкости при добавлении аналогичных концентраций СЖУ изменяется от 1,3 до 2,0 раза, т.е. значительно меньше, чем для других исследованных нефтей, что вполне ожидаемо и объяснимо существенно меньшим содержанием в данной нефти асфальтосмолистых веществ.

Экспериментально выявлено преимущество растворения с помощью СЖУ высоковязких битуминозных и высокопарафинистых нефтей по сравнению с другими исследованными растворителями. В то же время для растворения нефтей с вязкостью меньше определённого порога СЖУ становятся малоэффективными. Для нефти Ярегского месторождения СЖУ при 5 %-ой концентрации уменьшает вязкость в 1,64 раза больше, чем самый эффективный из других исследуемых растворителей (Р-12), и больше в 2,49 раза при 10 %-ой концентрации в сравнении с тем же растворителем.

Было проверено выполнение законов аддитивности для вязкости, плотности при различных температурах и концентрациях синтетических жидких углеводородов в смесях с различными нефтями ТПНГП. При концентрациях СЖУ не более 10 % могут наблюдаться отклонения от правил аддитивности не более 3–8 %.

С помощью хроматографического анализа компонентно-группового состава показано, что исследуемая смесь близка по составу к катализату риформинга, проведенному в мягких условиях на катализаторе пониженной

активности. Об этом говорит промежуточное содержание ароматических углеводородов (в пределах 40 %), заметное преобладание изомерных алканов над нормальными, низкое остаточное содержание нафтенов и умеренное содержание олефинов (в пределах 3 %). Значительная доля ароматических соединений в составе СЖУ подтверждается также результатами ИК-Фурье-спектроскопии, что позволяет предполагать, что при добавлении СЖУ к реальным нефтяным системам ароматические углеводороды будут способствовать разрушению (растворению) надмолекулярных асфальтосмолистых образований, и, как следствие, изменению реологических характеристик нефтей.

Исследования выполнены в ООО «УГТУ-Инвест» в рамках реализации гранта Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере в рамках программы Era.Net RUS Plus, направленной на долгосрочное сотрудничество в научно-технической сфере между государствами-членами и ассоциированными членами Европейского союза и Российской Федерации.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Buslaev G., Voloshchuk Y., Baitalov F., Pardemann R., Meyer B. Utilization of Associated Petroleum Gas at oil Production Facilities Located in Remote Area for the Generation of Heat, Electricity and Synthetic Liquid Fuel // Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia. 2015. SPE-176664-MS. DOI:10.2118/176664-MS.

2. Некучаев В.О., Васенева А.А. Особенности реологических кривых течения высоковязких нефтей и их водных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 2013. № 8. С. 61–63.

3. Некучаев В.О., Васенева А.А., Филиппов И.С. Изменение реологических свойств аномальных нефтей Тимано-Печорской провинции при их смешивании и термообработке // Нефтяное хозяйство. 2013. № 8. С. 64–65.

4. Рогачев М.К., Колонских А.В. Исследование вязкоупругих и тиксотропных свойств нефти Усинского месторождения // Нефтегазовое дело. 2009. Т. 7. № 1. С. 37–42.

5. Ляпин А.Ю., Некучаев В.О., Михеев М.М., Соколов А.А. Особенности изменения правил аддитивности вязкости и плотности смеси разнородных нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 2. С. 182–190. DOI: 10.28999/2541-9595-2019-9-2-182-190.

6. Евдокимов И.Н., Лосев А.П., Фесан А.А. Отсутствие аддитивности свойств нефтяных смесей // Бурение и нефть. 2012. № 1. С. 27–28.

7. Нгия Т.Т., Бахтизин Р.Н., Велиев М.М. Транспорт и хранение высоковязких нефтей. СПб.: Недра, 2015. 544 с.

8. Ревель-Муроз П.А., Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Совместное использование термических и химических методов воздействия при транспортировке высоковязких и застывающих нефтей // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2017. № 2. С. 49–55. DOI: 10.5510/OGP20170200314.

9. РД 39-30-598-81. Методическое руководство по составлению регламента технологического режима эксплуатации нефтепровода. М.: Изд-во Нефтяной промышленности, 1981. 44 с.

10. Walther C. The Evaluation of Viscosity Data // Erdol und Teer. 1931. Vol. 7. P. 382-384.

11. Абрютин Н.Н., Абушаева В.В., Арефьев О.А. Современные методы исследования нефтей. Л.: Недра, 1984. 431 с.

REFERENCES

1. Buslaev G., Voloshchuk Y., Baitalov F., Pardemann R., Meyer B. Utilization of Associated Petroleum Gas at oil Production Facilities Located in Remote Area for the Generation of Heat, Electricity and Synthetic Liquid Fuel. *Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2015, SPE-176664-MS. DOI:10.2118/176664-MS.

2. Nekuchaev V.O., Vaseneva A.A. Osobennosti reologicheskikh krivyykh techeniya vysokovязkikh neftei i ikh vodnykh emul'sii [Features of Rheological Curves of Heavy

Oil and Water-Oil Emulsions]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2013, No. 8, pp. 61–63. [in Russian].

3. Nekuchaev V.O., Vaseneva A.A., Filippov I.S. Izmenenie reologicheskikh svoystv anomal'nykh neftei Timano-Pechorskoi provintsii pri ikh smeshivanii i termoo-brabotke [The Rheological Properties of Timan-Pechora Anomalous Oils Changing under Their Mixing and Heat Treatment]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2013, No. 8, pp. 64–65. [in Russian].

4. Rogachev M.K., Kolonskikh A.V. Issledovanie vyazkoupругikh i tiksotropnykh svoystv nefiti Usinskogo mestorozhdeniya [Research Viscoelastic and Thixotropy Properties of the Usinsk Deposit Oil]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2009, Vol. 7, No. 1, pp. 37–42. [in Russian].

5. Lyapin A.Yu., Nekuchaev V.O., Mikheev M.M., Sokolov A.A. Osobennosti izmeneniya pravil additivnosti vyazkosti i plotnosti smesi raznorodnykh neftei Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii [Features of Change in Additivity Rules for Viscosity and Density of a Mixture of Dissimilar Oils in the Timan-Pechora Oil and Gas Province]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefiti i nefteproduktov — Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2019, Vol. 9, No. 2, pp. 182–190. DOI: 10.28999/2541-9595-2019-9-2-182-190. [in Russian].

6. Evdokimov I.N., Losev A.P., Fesan A.A. Otsutstvie additivnosti svoystv nefityanykh smesei [Lack of Additivity

in the Properties of Crude]. *Burenie i nefit' — Drilling and Oil*, 2012, No. 1, pp. 27–28. [in Russian].

7. Ngia T.T., Bakhtizin R.N., Veliev M.M. *Transport i khranenie vysokovyazkikh neftei* [Transport and Storage of High-Viscosity Oils]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2015. 544 p. [in Russian].

8. Revel-Muroz P.A., Bakhtizin R.N., Karimov R.M., Mastobaev B.N. Sovmestnoe ispol'zovanie termicheskikh i khimicheskikh metodov vozdeistviya pri transportirovke vysokovyazkikh i zastyvayushchikh neftei [Joint Usage of Thermal and Chemical Stimulation Technique for Transportation of High Viscosity and Congealing Oils]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNKAR — SOCAR Proceedings*, 2017, No. 2, pp. 49–55. DOI: 10.5510/OGP20170200314. [in Russian].

9. RD 39-30-598-81. *Metodicheskoi rukovodstvo po sostavleniyu reglamenta tekhnologicheskogo rezhima ekspluatatsii nefteprovoda* [RD 39-30-598-81. Methodological Guide for Drawing up Regulations for the Technological Mode of Operation of the Oil Pipeline]. Moscow, Neftyanoi promyshlennosti Publ., 1981. 44 p. [in Russian].

10. Walther C. The Evaluation of Viscosity Data. *Erdol und Teer*, 1931, Vol. 7, pp. 382–384.

11. Abryutina N.N., Abushaeva V.V., Arefev O.A. *Sovremennyye metody issledovaniya neftei* [Modern Methods of Oil Research]. Leningrad, Nedra Publ., 1984. 431 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Некучаев Владимир Орович, д-р физ.-мат. наук, профессор, заведующий кафедрой физики, УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

Vladimir O. Nekuchaev, Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor, Head of Physics Department, USTU, Ukhta, Russian Federation

e-mail: vnekuchaev@ugtu.net

Яшин Леонид Валентинович, студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики, УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

Leonid V. Yashin, Student of Development and Operation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics Department, USTU, Ukhta, Russian Federation

e-mail: lyashin@ugtu.net

Михеев Денис Михайлович, аспирант кафедры проектирования и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов, УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

Denis M. Mikheev, Post-Graduate Student of Oil and Gas Pipelines Design and Operation Department, USTU, Ukhta, Russian Federation

e-mail: denis.mikheev@yandex.ru