

## ВЛИЯНИЕ СОСТАВА РАСТВОРИТЕЛЯ НА СОДЕРЖАНИЕ КРИСТАЛЛИЧЕСКОЙ ФАЗЫ И ТЕМПЕРАТУРЫ ПЛАВЛЕНИЯ ПАРАФИНОВ

© И. К. Иванова<sup>1,2</sup>, В. А. Каширцев<sup>2,3,4</sup>, М. Е. Семенов<sup>2</sup>, Ю. С. Глязнецова<sup>2</sup>,  
О. Н. Чалая<sup>2</sup>, И. Н. Зуева<sup>2</sup>, А. С. Портнягин<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Северо-Восточный федеральный университет им. М. К. Аммосова,  
677000, г. Якутск, ул. Белинского, д. 58

<sup>2</sup> Якутский научный центр СО РАН обособленное подразделение  
Институт проблем нефти и газа СО РАН,  
677980, г. Якутск, ул. Октябрьская, д. 1

<sup>3</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,  
630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, д. 3

<sup>4</sup> Новосибирский государственный университет,  
630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 1  
E-mail: iva-izabella@yandex.ru

Поступила в Редакцию 6 ноября 2019 г.

После доработки 25 декабря 2019 г.

Принята к публикации 8 февраля 2020 г.

*Приведены результаты исследования процессов плавления промышленных парафинов в составе асфальтосмолопарафиновых отложений и для сравнения нефтяного парафина в многокомпонентных растворителях различной природы. Установлено, что с увеличением доли алифатической компоненты в растворителе содержание кристаллической фазы в парафинах увеличивается. Обнаружены закономерности изменения температур плавления парафинов в зависимости от содержания кристаллической фазы. Сделан вывод о выборе эффективного растворителя для удаления отложений в условиях влияния многолетнемерзлых пород.*

**Ключевые слова:** асфальтосмолопарафиновые отложения; нефтяные парафины; углеводородные растворители; кристаллическая фаза; температуры плавления

DOI: 10.31857/S0044461820040155

Промышленные запасы нефти Республики Саха (Якутия) сосредоточены в Непско-Ботуобинской антеклизе, продуктивные горизонты которой расположены в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород. Наличие мерзлоты инициирует процесс кристаллизации и осаждения на стенках нефтепромыслового оборудования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти, что может привести к аварийным ситуациям. Наиболее рентабельным и перспективным способом борьбы с этим негативным явлением является применение различных растворителей для удаления отложений. Эффективный растворитель должен представлять

собой композицию из углеводородов различных классов, поскольку именно такое сочетание компонентов соответствует групповому составу асфальтосмолопарафиновых отложений [1].

Исследования влияния растворителя на растворимость парафина [2] показали, что парафины не ведут себя как идеальные растворы при кристаллизации и их растворимость возрастает с уменьшением молекулярного размера растворителя. Влияние формы и размера растворителя на растворимость n-алканов описано в работе [3], авторами которой установлено, что глобулярные или сферические растворители разрушают конформационный порядок в жидких длин-

ноцепочечных углеводородах. Ароматические растворители ингибируют рост кристаллов парафина и уменьшают количество кристаллизующегося парафина [4]. В [5] авторами исследовано влияние природы растворителя на степень кристалличности парафина и его температуру плавления: методом ДСК были исследованы 6%-ные растворы парафина  $C_{36}H_{74}$  в н-декане, в смеси н-декан + ксилол с соотношением компонентов 1:1, в смеси н-декан + 1-фенилдодекан с соотношением компонентов 1:1 и в сквалане. Авторы пришли к заключению, что в алифатических растворителях степень кристалличности и температура плавления парафина имеют максимальные значения и эти показатели имеют тенденцию увеличиваться при удлинении углеродного скелета молекулы растворителя. А в присутствии ароматических компонентов в составе растворителей степень кристалличности и температура плавления парафина уменьшаются, причем чем короче алкильный заместитель в ароматическом кольце, тем эти показатели будут меньше. В [6] при исследовании мексиканских нефтей авторами показано, что чем больше степень кристалличности парафина, тем больше его температура плавления.

Однако влияние композиционных растворителей, представляющих собой смеси из алифатических, нафтовых и ароматических углеводородов, на содержание кристаллической фазы, а также процессы кристаллизации и плавления парафиновых систем все еще недостаточно изучены.

Цель работы — изучение закономерностей изменения степени кристалличности и температур плавления парафина в асфальтосмолопарафиновых отложениях в зависимости от химического состава растворителей: алифатических, алифатико-ароматических и алифатико-нафтоново-ароматических, что в дальнейшем позволит сделать научно обоснованный выбор растворителя для эффективного удаления отложений в условиях многолетнемерзлых пород.

### Экспериментальная часть

Для приготовления объектов исследования использовали промысловые асфальтосмолопарафиновые отложения, отобранные с поверхности нефтедобывающего оборудования на Иреляхском нефтегазоконденсатном месторождении, которое расположено в Непско-Ботуобинской антеклизе, и для сравнения высокоочищенный нефтяной парафин марки В2.

Групповой состав асфальтосмолопарафиновых отложений и нефтей Иреляхского месторождения различаются по содержанию парафинов и асфальтенов (табл. 1). Состав нефтей в табл. 1 приведен по

данным [7]. По сравнению с нефтями содержание асфальтенов и твердых парафинов в асфальтосмолопарафиновых отложениях больше на порядок. Отношение суммы смол (С) и асфальтенов (А) к парафинам (П) в составе асфальтосмолопарафиновых отложений больше 1, поэтому по принятой классификации исследуемые отложения относятся к парафиновому типу.

Структурно-групповой состав асфальтосмолопарафиновых отложений был исследован методом инфракрасной спектроскопии. Спектр образца асфальтосмолопарафиновых отложений (рис. 1, а) получен на ИК-Фурье-спектрометре Protege 460 фирмы Nicolet в диапазоне волновых чисел 500–4000  $\text{см}^{-1}$ . Образец помещали в разъемные кюветы с окошками NaCl или KBr, толщина поглощающего слоя составляла 33 мкм. Расшифровка спектров проведена по атласам ИК-спектров и таблицам волновых чисел.

Значения относительных коэффициентов поглощения ( $K$ ,  $\text{мм}^{-1}$ ) (табл. 2) структурных групп рассчитывали по формуле

$$K_v = \frac{D_v}{l},$$

где  $D_v$  — оптическая плотность полосы поглощения,  $l$  — толщина поглощающего слоя (мм).

Спектральные коэффициенты ( $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  и  $C_4$ ) (табл. 2) находили по соотношениям

$$C_1 = \frac{D_{1610}}{D_{1465}},$$

где  $D_{1610}$  — оптическая плотность полосы поглощения  $C=C$ -связей в ароматических циклах,  $D_{1465}$  — оптическая плотность полосы поглощения метиленовых групп;

$$C_2 = \frac{D_{820}}{D_{1610}},$$

где  $D_{820}$  — оптическая плотность полосы поглощения  $C-H$ -связей в ароматических циклах;

$$C_3 = \frac{D_{1710}}{D_{1610}},$$

где  $D_{1710}$  — оптическая плотность полосы поглощения  $C=O$  карбонильных групп;

$$C_4 = \frac{D_{1380}}{D_{1465}},$$

где  $D_{1380}$  — оптическая плотность полосы поглощения метильных групп.

Таблица 1

Групповой состав нефтей и асфальтосмолопарафиновых отложений Иреляхского месторождения

| Объект                             | Содержание, мас% |              |                |           |                      |           |
|------------------------------------|------------------|--------------|----------------|-----------|----------------------|-----------|
|                                    | масла            | парафины (П) | асфальтены (А) | смолы (С) | механические примеси | П/(С + А) |
| Нефть [7]                          | 82.9             | 2.2          | 0.4            | 14.5      | нет                  | 0.1       |
| Асфальтосмолопарафиновые отложения | 59.6             | 20.0         | 4.1            | 12.6      | 3.7                  | 1.2       |

В структурно-групповом составе асфальтосмолопарафиновых отложений преобладают алифатические структуры (табл. 2), среди которых следует отметить соединения с длинными метиленовыми цепями. Содержание ароматических циклов ( $K_{1610} = 3.7$ ) и кислородных соединений невелико ( $K_{1710} = 2.5$ ). Сравнение спектральных коэффициентов позволило установить, что отношения сумм ароматических и алифатических структур ( $C_1$ ) в нефти и асфальтосмолопарафиновых отложениях имеют близкие значения и составляют 0.08 и 0.05 соответственно. Коэффициент  $C_2$ , который показывает отношение полизамещенных ароматических структур к их общему содержанию, для нефти и асфальтосмолопарафиновых отложений также имеет близкие значения и составляет 1.2 и 0.97 соответственно. По сравнению с нефтью в асфальтосмолопарафиновых отложениях отношение карбоксильных групп к сумме ароматических структур ( $C_3$ ) больше почти в 3 раза, а коэффициент разветвленности ( $C_4$ ), который характеризует условное содержание  $\text{CH}_3$ -групп, меньше в 2 раза.

Индивидуальный углеводородный состав масел, выделенных из асфальтосмолопарафиновых отложений, исследован методом хроматомасс-спектрометрии. Исследования были проведены на газовом хроматографе Agilent 6890, имеющем интерфейс с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent 5973N. Хроматограф снабжен кварцевой капиллярной колонкой длиной 30 м, диаметром 0.25 мм, импрегнированной фазой HP-5MS. Газ-носитель — гелий со скоростью потока 1 мл·мин<sup>-1</sup>. Температура испарителя — 320°C. Температура колонки — 100–300°C со скоростью подъема температуры 6 град·мин<sup>-1</sup>. Ионизирующее напряжение источника — 70 эВ. Хроматограммы были получены по общему ионному току (TIC). Идентификация соединений осуществлялась сравнением полученных индивидуальных масс-спектров с уже имеющимися спектрами в библиотеке системы, а также с опубликованными данными.

В масляной фракции асфальтосмолопарафиновых отложений (рис. 1, б) n-алканы представлены гомо-

Таблица 2

Спектральная характеристика асфальтосмолопарафиновых отложений и нефтей Иреляхского месторождения (по данным ИК-спектроскопии)

| Параметр                                          | Значение                           |           |
|---------------------------------------------------|------------------------------------|-----------|
|                                                   | асфальтосмолопарафиновые отложения | нефть [7] |
| Коэффициент поглощения $K_v$ , мм <sup>-1</sup> : |                                    |           |
| $K_{720}$                                         | 23.5                               | 4.6       |
| $K_{750}$                                         | 21.4                               | 3.5       |
| $K_{820}$                                         | 3.6                                | 2.4       |
| $K_{880}$                                         | 3.1                                | 1.8       |
| $K_{1380}$                                        | 27.8                               | 16.5      |
| $K_{1465}$                                        | 81.7                               | 25.4      |
| $K_{1610}$                                        | 3.7                                | 2.0       |
| $K_{1710}$                                        | 2.5                                | 0.5       |
| $C_1$                                             | 0.05                               | 0.08      |
| $C_2$                                             | 0.97                               | 1.20      |
| $C_3$                                             | 0.68                               | 0.25      |
| $C_4$                                             | 0.34                               | 0.65      |

логическим рядом  $C_{15}$ – $C_{34}$ . Максимум распределения  $n$ -алканов приходится на  $n$ - $C_{27}$ . Как и в нефтях

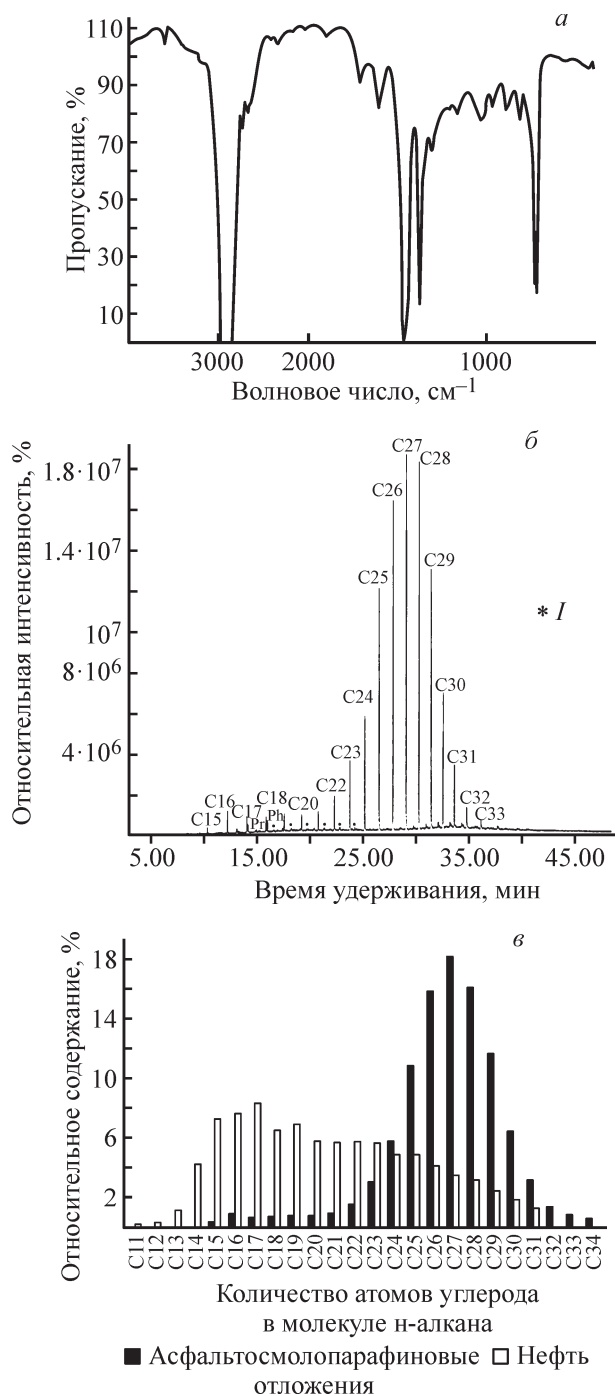


Рис. 1. ИК-спектр асфальтосмолопарафиновых отложений (а), хроматограмма по общему ионному току (ТIC) масляной фракции асфальтосмолопарафиновых отложений (б), молекулярно-массовое распределение  $n$ -алканов в нефтях и асфальтосмолопарафиновых отложениях Иреляхского месторождения (в).

Pr — пристан, Ph — фитан, I — 12- и 13-монометилалканы.

Иреляхского месторождения [7], в асфальтосмолопарафиновых отложениях фитан преобладает над пристаном, также идентифицированы реликтовые УВ — 12- и 13-монометилалканы. Установлено, что содержание и характер распределения  $n$ -алканов в нефтях и асфальтосмолопарафиновых отложениях отличаются друг от друга (рис. 1, в). По сравнению с нефтями в составе асфальтосмолопарафиновых отложений преобладают более высокомолекулярные  $n$ -алканы.

Алифатическую основу в композиционных растворителях составляли газовый конденсат (в составе конденсата на насыщенные углеводороды приходится до 97 мас%), который в настоящий момент используется на Иреляхском месторождении для удаления отложений, и  $n$ -ундекан ( $n$ - $C_{11}$ ). Бинарные и тройные смеси на их основе представляли собой композиции с циклогексаном и  $n$ -ксилолом.

Объектами исследования послужили 10 мас%-ные растворы нефтяных парафинов и асфальтосмолопарафиновых отложений в  $n$ - $C_{11}$  и газовом конденсате, а также в бинарных и тройных системах на их основе:

- $n$ - $C_{11}$ /газовый конденсат +  $n$ -ксилон (соотношение компонентов 1:1);
- $n$ - $C_{11}$ /газовый конденсат +  $n$ -ксилон + циклогексан (соотношение компонентов 1:1:1).

Величина «степени алифатичности» растворителя пропорциональна содержанию в нем алифатической компоненты.

Измерения температур и энтальпий процессов кристаллизации и плавления нефтяных и промышленных парафинов в вышеперечисленных системах проводили на дифференциальном сканирующем калориметре DSC 204 HP Phoenix фирмы Netzsch (Германия): масса навески ~25 мг, скорость сканирования  $2.5 \text{ град} \cdot \text{мин}^{-1}$ , в атмосфере гелия, в температурном интервале  $+50 \div -10^\circ\text{C}$  в режимах нагрева и охлаждения. Поскольку при кристаллизации из многокомпонентных систем образуются кристаллы, содержащие значительное количество аморфных зон, для количественной оценки кристаллических областей в осадке парафина был использован показатель «степень кристалличности» (СК), который широко применяется при характеристике полимеров. Степень кристалличности (%) образца определяли по соотношению

$$СК = \frac{\Delta H_{\text{пл}}}{\Delta H_{\text{cryst}}} \cdot 100\%,$$

где  $\Delta H_{\text{пл}}$  — энтальпия плавления образца ( $\text{Дж} \cdot \text{г}^{-1}$ );  $\Delta H_{\text{cryst}}$  — энтальпия плавления парафина со 100%-ной кристалличностью,  $200 \text{ Дж} \cdot \text{г}^{-1}$  [8].

### Обсуждение результатов

Парафин марки В2 при нагревании претерпевает два независимых фазовых перехода — при 40.0 и 54.6°C, первый из которых относится к переходу молекул парафина в ротационно-кристаллическое состояние (*III*), а второй — к переходу из твердой фазы в жидкую (*IV*) (рис. 2, *а*), что не противоречит работам [9, 10]. При охлаждении эти переходы происходят при 40.7 (*I*) и 57.4°C (*II*).

Термограммы, полученные при нагревании и охлаждении растворов нефтяного парафина и асфальтосмолопарафиновых отложений в исследуемых системах, опубликованы в [11]. Содержание кристаллической фазы в исходном парафине составляет 75%, которая уменьшается при его растворении в различных углеводородных системах (табл. 3).

В алифатических ( $n\text{-C}_{11}$ ) и преимущественно алифатических растворителях (газовый конденсат) степень кристалличности осадка нефтяного парафина характеризуются максимальными значениями — 7.3 и 11.6°C соответственно, которые уменьшаются при

добавлении ароматических углеводородов и достигают минимума в тройных алифатико-нафтеново-ароматических системах. Этот факт согласуется с результатами, опубликованными в [5], где снижение степени кристалличности парафина при добавлении в алифатический растворитель ароматической компоненты объясняется внедрением молекул ароматических углеводородов между молекулами парафина. Наличие нафтеновой компоненты скорее всего также вносит свой вклад в разупорядочивающее действие на процесс кристаллизации парафина. Следует отметить, что для всех систем наблюдается одинаковая тенденция, которая заключается в уменьшении степени кристалличности парафина при уменьшении алифатической компоненты в растворителе (рис. 3, *а, б*).

Установлено, что, несмотря на минимальные значения степени кристалличности парафинов в тройных растворителях, их температуры плавления в системах на основе  $n\text{-C}_{11}$  и газового конденсата имеют максимальные значения и составляют 9.8 и 15.6°C соответственно (рис. 4, *а, б*). Температуры плавления

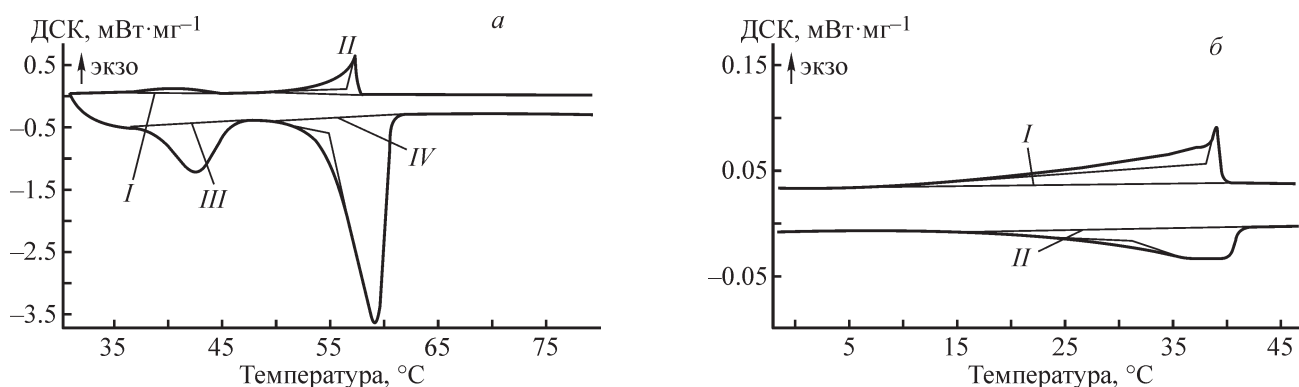


Рис. 2. Термограммы фазовых переходов парафина марки В2 (*а*) и парафинов в составе асфальтосмолопарафиновых отложений (*б*).

Таблица 3

Степень кристалличности, температуры и энтальпии процессов плавления парафина марки В2 в его 10%-ных растворах на основе  $n$ -ундекана и газового конденсата

| Система                                                 | $T_{пл}$ , °C | $\Delta H_{пл}$ , Дж·г <sup>-1</sup> | Степень кристалличности, % |
|---------------------------------------------------------|---------------|--------------------------------------|----------------------------|
| Парафин                                                 | 54.6          | 150.2                                | 75.1                       |
| Парафин+ $n\text{-C}_{11}$                              | 8.1           | 14.5                                 | 7.3                        |
| Парафин+ $n\text{-C}_{11}$ + $n$ -кислол                | 7.1           | 13.6                                 | 6.8                        |
| Парафин + $n\text{-C}_{11}$ + $n$ -кислол + циклогексан | 9.8           | 12.3                                 | 6.15                       |
| Парафин + газовый конденсат                             | 10.7          | 23.1                                 | 11.6                       |
| Парафин + газовый конденсат + $n$ -кислол               | 8.6           | 11.5                                 | 5.8                        |
| Парафин + газовый конденсат + $n$ -кислол + циклогексан | 15.6          | 9.4                                  | 4.7                        |

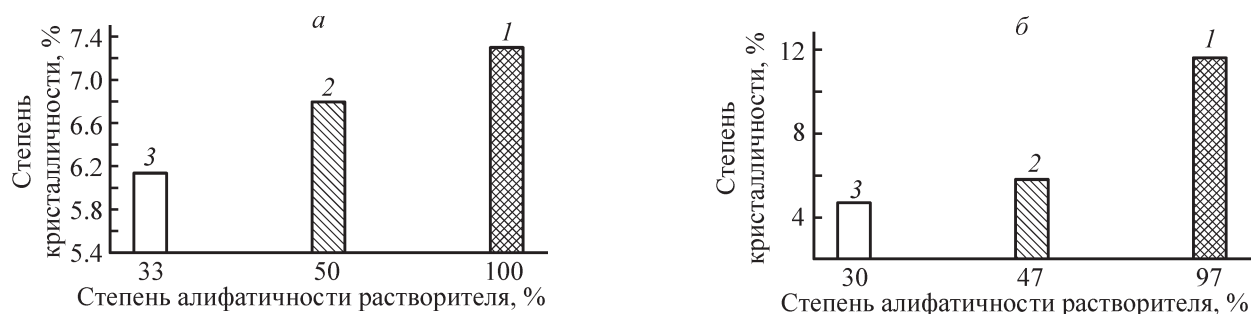


Рис. 3. Зависимость степени кристалличности нефтяного парафина от содержания алифатической компоненты в растворителях на основе *n*-ундекана (*а*) и газового конденсата (*б*).

1 — парафин +  $n\text{-C}_{11}$ /газовый конденсат, 2 — парафин +  $n\text{-C}_{11}$ /газовый конденсат + *n*-ксилол, 3 — парафин +  $n\text{-C}_{11}$ /газовый конденсат + *n*-ксилол + циклогексан.

парафина в алифатико-ароматических растворителях имеют минимальные значения, а в алифатических — промежуточные.

Таким образом, как показали исследования парафиновых систем на основе высокоочищенного парафина марки В2, существует линейная зависимость между его степенью кристалличности и содержанием алифатической компоненты в растворителе, а также установлено влияние степени кристалличности парафина на его температуру плавления.

Процесс массовой кристаллизации (*I*) парафинов в составе асфальтосмолопарафиновых отложений начинается при 39.1°C, а плавление (*II*) — при 28.0°C (рис. 2, *б*).

Термограммы, полученные при охлаждении и нагревании 10 мас%-ных растворов асфальтосмолопарафиновых отложений, по своей форме идентичны кривым, полученным при исследовании систем с нефтяными парафинами [11].

По сравнению с парафинами марки В2 парафины в составе асфальтосмолопарафиновых отложений обладают более низкой степенью кристалличности (табл. 4). Это можно объяснить тем, что в присут-

ствии ПАВ — в данном случае смол и асфальтенов способность парафинов образовывать кристаллические структуры в значительной степени подавляется [12], что приводит к образованию значительного количества аморфных зон.

В результате проведенных исследований обнаружено, что степень кристалличности промышленных парафинов в составе асфальтосмолопарафиновых отложений зависит от степени алифатичности растворителей (рис. 5, *а, б*). Степень кристалличности парафинов в составе асфальтосмолопарафиновых отложений, так же как и парафинов марки В2, имеет максимальные значения в алифатических растворителях: в  $n\text{-C}_{11}$  — 1.5 и газовом конденсате — 1.8%. При добавлении в  $n\text{-C}_{11}$  и газовый конденсат *n*-ксилола и циклогексана СК парафинов уменьшается до 0.9 и 0.3% соответственно.

Зависимость температуры плавления промышленного парафина от его степени кристалличности (рис. 6, *а, б*) аналогична полученной для парафина марки В2 (рис. 4, *а, б*). В бинарной и тройной системах на основе  $n\text{-C}_{11}$  и газового конденсата парафин в составе асфальтосмолопарафиновых отложений

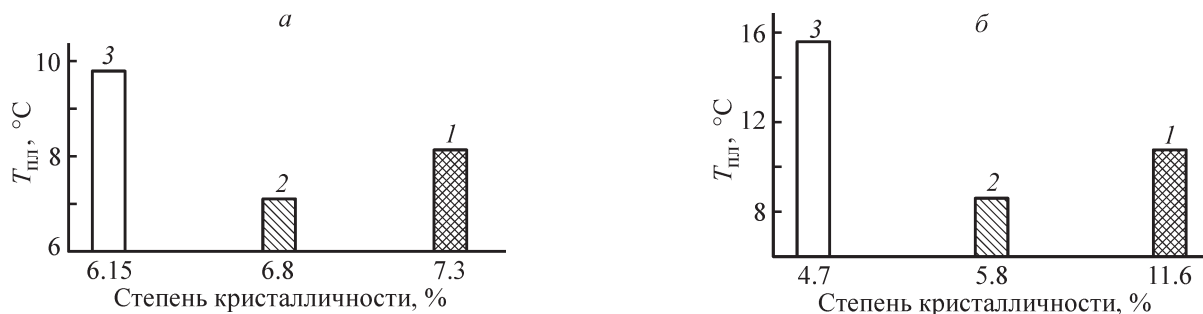


Рис. 4. Зависимость температуры плавления от степени кристалличности нефтяного парафина в его 10%-ных растворах на основе *n*-ундекана (*а*) и газового конденсата (*б*).

1 — парафин +  $n\text{-C}_{11}$ /газовый конденсат, 2 — парафин +  $n\text{-C}_{11}$ /газовый конденсат + *n*-ксилол, 3 — парафин +  $n\text{-C}_{11}$ /газовый конденсат + *n*-ксилол + циклогексан.

Таблица 4

Степень кристалличности, температуры и энтальпии процессов плавления парафинов в составе асфальтосмолопарафиновых отложений в их 10%-ных растворах на основе *n*-ундекана и газового конденсата

| Система                                                                                 | $T_{пл}, ^\circ\text{C}$ | $\Delta H_{пл}, \text{Дж}\cdot\text{г}^{-1}$ | Степень кристалличности, % |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|----------------------------------------------|----------------------------|
| Асфальтосмолопарафиновые отложения                                                      | 28.0                     | 40.8                                         | 20.4                       |
| Асфальтосмолопарафиновые отложения + $n\text{-C}_{11}$                                  | 7.1                      | 2.9                                          | 1.5                        |
| Асфальтосмолопарафиновые отложения + $n\text{-C}_{11}$ + <i>n</i> -ксилол               | 5.1                      | 1.9                                          | 0.95                       |
| Асфальтосмолопарафиновые отложения + $n\text{-C}_{11}$ + <i>n</i> -ксилол + циклогексан | 7.5                      | 1.8                                          | 0.9                        |
| Асфальтосмолопарафиновые отложения + газовый конденсат                                  | 9.3                      | 3.6                                          | 1.8                        |
| Асфальтосмолопарафиновые отложения + газовый конденсат + <i>n</i> -ксилол               | 7.3                      | 1.0                                          | 0.5                        |
| Асфальтосмолопарафиновые отложения + газовый конденсат + <i>n</i> -ксилол + циклогексан | 10.4                     | 0.6                                          | 0.3                        |

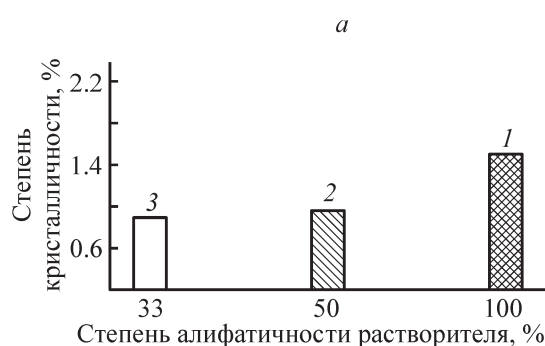


Рис. 5. Зависимость степени кристалличности промышленного парафина от содержания алифатической компоненты в растворителях на основе *n*-ундекана (а) и газового конденсата (б).

1 — асфальтосмолопарафиновые отложения +  $n\text{-C}_{11}$ /газовый конденсат, 2 — асфальтосмолопарафиновые отложения +  $n\text{-C}_{11}$ /газовый конденсат + *n*-ксилол, 3 — асфальтосмолопарафиновые отложения +  $n\text{-C}_{11}$ /газовый конденсат + *n*-ксилол + циклогексан.

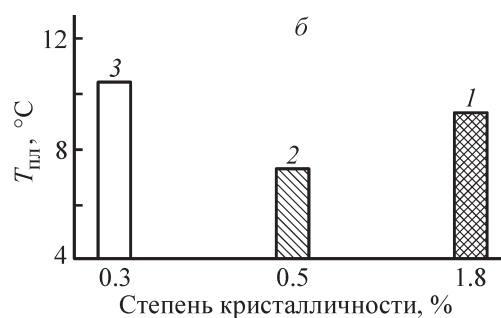
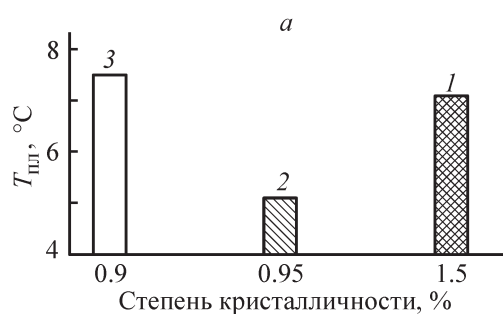


Рис. 6. Зависимость температуры плавления от степени кристалличности промышленного парафина в составе асфальтосмолопарафиновых отложений в их 10%-ных растворах на основе *n*-ундекана (а) и газового конденсата (б).

1 — асфальтосмолопарафиновые отложения +  $n\text{-C}_{11}$ /газовый конденсат, 2 — асфальтосмолопарафиновые отложения +  $n\text{-C}_{11}$ /газовый конденсат + *n*-ксилол, 3 — асфальтосмолопарафиновые отложения +  $n\text{-C}_{11}$ /газовый конденсат + *n*-ксилол + циклогексан.

имеет близкие значения степени кристалличности, однако существенно различается по температурам плавления. Так, в бинарной системе на основе  $n\text{-C}_{11}$  степень кристалличности парафина с температурой плавления  $5.1^\circ\text{C}$  составляет 0.95%, а в тройной системе эти величины имеют значения  $7.5^\circ\text{C}$  и 0.9%. В бинарных и тройных системах на основе газового конденсата степень кристалличности парафина составляет 0.5 и 0.3%, а их температуры плавления —  $7.3$  и  $10.4^\circ\text{C}$  соответственно.

Таким образом, показано влияние алифатических, нафтеновых и ароматических углеводородов на содержание кристаллической фазы и температуру плавления парафинов в композиционных растворителях. Установлено, что степень кристалличности парафинов зависит от степени алифатичности растворителя и уменьшается в последовательности алифатический  $\rightarrow$  алифатико-ароматический  $\rightarrow$  алифатико-нафтеново-ароматический растворитель, а их температуры плавления увеличиваются в ряду алифатико-ароматический  $\rightarrow$  алифатический  $\rightarrow$  алифатико-нафтеново-ароматический растворитель.

### Выводы

На основе проведенных исследований можно заключить, что для удаления отложений парафинистого типа, образующихся при добыче нефтей, залежи которых расположены в зоне влияния многолетнемерзлых пород, можно рекомендовать алифатико-ароматические растворители, поскольку в этом случае степень кристалличности парафина невысокая, а его температура плавления имеет минимальные значения. Невысокие температуры плавления парафина в этих растворителях также показывают возможность использования тепловых методов для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в купе с применением растворителей.

### Финансирование работы

Работа выполнена при финансовой поддержке со стороны Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках выполнения базовой части государственного задания, проект FSRG-2017-0017 «Развитие теории и методологии пространственной организации социально-экономических систем северного региона», госзаказа Министерства науки и высшего образования РФ, рег. № НИОКТР АААА-А17-117040710035-7 и Программы ФНИ государственных академий наук, рег. № НИОКТР АААА-А17-117040710037-1.

### Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

### Информация об авторах

*Иванова Изабелла Карловна*, к.х.н., доцент, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4839-1384>

*Каширцев Владимир Аркадьевич*, д.г.-м.н., чл.-корр. РАН, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3873-1901>

*Семенов Матвей Егорович*, к.т.н., ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4952-7992>

*Глянцева Юлия Станиславовна*, к.х.н., ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9195-5296>

*Чалая Ольга Николаевна*, к.г.-м.н., ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9662-2028>

*Зуева Ираида Николаевна*, к.г.-м.н., ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7576-8282>

*Портнягин Альберт Серафимович*, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5257-0142>

### Список литературы

- [1] *Каменщиков Ф. А.* Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений растворителями. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2008. С. 15–25.
- [2] *Jennings D. W., Weispfennig K.* Experimental solubility data of various  $n$ -alkane waxes: Effects of alkane chain length, alkane odd versus even carbon number structures and solvent chemistry on solubility // *Fluid Phase Equilibria*. 2005. V. 227. N 1. P. 27–35. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2004.10.021>
- [3] *Domanska U., Morawski P.* Influence of size and shape effects on the high-pressure solubility of  $n$ -alkanes: Experimental data, correlation and prediction // *J. Chem. Thermodyn.* 2005. V. 37. N 12. P. 1276–1287. <https://doi.org/10.1016/j.jct.2005.03.007>
- [4] *Rakotosaona R., Bouroukba M., Petitjean D., Dirand M.* Solubility of a petroleum wax with an aromatic hydrocarbon in a solvent // *Energy & Fuels*. 2008. V. 22. N 2. P. 784–789. <https://doi.org/10.1021/ef700443y>
- [5] *Alcazar-Vara L. A., Buenrostro-Gonzalez E.* Experimental study of the influence of solvent and asphaltenes on liquid–solid phase behavior of paraffinic model systems by using DSC and FT-IR techniques // *J. Therm. Anal. Calorim.* 2012. V. 107. N 3. P. 1321–1329. <https://doi.org/10.1007/s10973-011-1592-8>
- [6] *Alcazar-Vara L. A., Buenrostro-Gonzalez E.* Characterization of the wax precipitation in Mexican crude oils // *Fuel Processing Technol.* 2011. V. 92. N 12. P. 2366–2374.

- <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2011.08.012>
- [7] Каширицев В. А., Сафронов А. Ф., Изосимова А. Н., Чалая О. Н., Зуева И. Н., Трущелева Г. С., Лифшиц С. Х., Карелина О. С. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. С. 51–74.
- [8] Létoffé J. M., Claudy P., Kok M. V., Garcin M., Volle J. L. Crude oils: Characterization of waxes on cooling by DSC and thermomicroscopy // *Fuel*. 1995. V. 74. N 6. P. 810–817.  
[https://doi.org/10.1016/0016-2361\(94\)00006-D](https://doi.org/10.1016/0016-2361(94)00006-D)
- [9] Гнатюк И. И., Платонова Н. В., Пучковская Г. А., Котельникова Е. Н., Филатов С. К., Баран Я., Дрозд М. Полиморфные превращения n-парафинов  $C_{26}H_{54}$  и  $C_{28}H_{58}$  как типичных представителей ротационных веществ // *ЖСХ*. 2007. Т. 48. № 4. С. 705–716.  
<https://doi.org/10.1007/s10947-007-0099-4>.
- [10] Ганеева Ю. М., Фосс Т. Р., Юсупова Т. Н., Романов А. Г. Распределение высокомолекулярных n-алканов в парафинистых нефтях и асфальтосмо-лопарафиновых отложениях // *Нефтехимия*. 2010. Т. 50. № 1. С. 19–24 [*Ganeeva Y. M., Foss T. R., Yusupova T. N., Romanov A. G.* Distribution of high-molecular-weight n-alkanes in paraffinic crude oils and asphaltene-resin-paraffin deposits // *Petrol. Chem.* 2010. V. 50. N 1. P. 17–22.  
<https://doi.org/10.1134/S0965544110010020>].
- [11] Иванова И. К., Корякина В. В., Семенов М. Е. Исследование фазовых переходов нефтяных парафинов в углеводородных растворителях различной химической природы // *ЖПХ*. 2015. Т. 88. № 8. С. 1208–1216 [*Ivanova I. K., Koryakina V. V., Semenov M. E.* Phase transitions of petroleum waxes in hydrocarbon solvents of different chemical nature // *Russ. J. Appl. Chem.* 2015. V. 88. N 8. P. 1326–1333.  
<https://doi.org/10.1134/S1070427215080169>].
- [12] Савиных Ю. А., Грачев С. И., Ганяев В. П., Музиков Х. Н. Методы борьбы с парафиноотложениями в нефтяных скважинах. Тюмень: Изд. дом Титул, 2007. С. 5–19.
-