

СИНТЕЗ НОВЫХ ГИДРАЗИНОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ НАТУРАЛЬНЫХ МАСЕЛ И ИССЛЕДОВАНИЕ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В КАЧЕСТВЕ УЛУЧШИТЕЛЯ ТЕКУЧЕСТИ СЫРОЙ НЕФТИ[#]

© 2023 г. Shu Zhang¹, Longyu Wang², Pengzhang Cao³, Xuefan Gu¹,
Huani Zhang¹, Gang Chen^{4,*}

¹ Shaanxi Province Key Laboratory of Environmental Pollution Control and Reservoir Protection Technology of Oilfields,
Xi'an Shiyou University, Xi'an, 710065 China

² Gas Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Inner Mongolia Autonomous, 017300 China

³ Changqing Oilfield Technical Monitoring Center, Changqing Oilfield Company, Xi'an, 710068 China

⁴ Shaanxi University Engineering Research Center of Oil and Gas Field Chemistry, Xi'an Shiyou University,
Xi'an, 710065 China

*E-mail: gangchen@xsyu.edu.cn

Поступила в редакцию 24 мая 2020 г.

После доработки 22 марта 2023 г.

Принята к публикации 19 июня 2023 г.

Из натуральных масел: касторового (SA_CH), рапсового (SA_RH), соевого (SA_SH), гидразингидрата и салицилальдегида синтезирован салицилальдегид гидразона (SAH), отличающийся от традиционных полимеров. На примере сырых нефтей Китая показано, что SAH могут существенно снизить температуру застывания и вязкость сырой нефти. Так, с увеличением текучести сырой нефти скорость снижения вязкости нефти месторождения Цзинхэ (Jinghe Oilfield, QHO) достигает 80.1% (при 40°C), температура застывания снижается на 12.1°C; степень снижения вязкости сырой нефти месторождения Синьцзян (Xinjiang Oilfield, STO) достигает 87.5% (при 15°C), температура застывания снижается на 6.2°C. На основе эффективности различных SAH была рассмотрена взаимосвязь между их структурой и функцией; механизм действия SAH на сырую нефть заключается в том, что длинная алкильная цепь способствует подавлению роста кристаллов при эвтектике с ядрами парафина в тяжелой нефти и обеспечивает снижение температуры застывания и вязкости.

Ключевые слова: салицилальдегид гидразон, сырая нефть, улучшитель текучести, вязкость, температура застывания

DOI: 10.31857/S0028242123030061, **EDN:** JBSDIH

В настоящее время добыча, хранение и транспортировка сырой нефти превратились в сложную и высокотехнологичную операцию. При этом в условиях низких температур возникает проблема из-за появления игольчатых или пластинчатых кристал-

лов и трехмерной сетевой структуры, образованной их соединением или в результате накопления плотных колец и водородных связей в полярных группах каменди [1]. Поэтому для снижения вязкости тяжелой нефти применяются различные стратегии, например, нагревание, разбавление более легкой сырой нефтью или спиртом и применение химических добавок [2, 3]. Кроме того, используются соединения с длинной цепью в качестве типичной химической добавки для снижения вязкости тяже-

[#] Дополнительные материалы для этой статьи доступны по doi 10.31857/S0028242123030061 для авторизованных пользователей.

Таблица 1. Физические параметры выбранных сырых нефтей QHO и STO (Китай)

Проба нефти	Температура застывания, °C	$\rho^{30^\circ\text{C}}$, г/см ³	Насыщенные углеводороды, %	Ароматические углеводороды, %	Смола, %	Асфальтены, %
QHO	23.8	0.986	37.61	43.42	16.5	2.47
STO	10.4	0.853	50.96	25.98	20.93	2.13

лой сырой нефти при добыче и транспортировке по трубопроводам. Эти химические добавки хорошо известны как реагенты, улучшающие текучесть, понижающие вязкость и температуру застывания, а также и замедляющие отложение парафинов. Полимеры – одна из типичных химических добавок, содержащих парафиновую часть и полярный компонент, как в случае гомо- и сополимеров альфа-олефинов [4]. Тем не менее, широкое использование полимеров ограничено их недостатками, заключающимися в низкой селективности, длинной молекулярной цепи, большой молекулярной массе и высокой термостойкости. Таким образом, существует потребность в поиске новых низкомолекулярных соединений, которые можно было бы использовать в качестве улучшителей текучести сырой нефти [5].

Цель работы – синтез и оценка такого улучшителя текучести сырой нефти, как салицилальдегид гидразона (SAH). В качестве основы были выбраны натуральные масла, так как их можно легко получать и широко использовать, также большое количество масел содержится в пищевых отходах.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Материалы. Химические вещества были приобретены у компаний Merck, Fluka и Aldrich Chemical. В этом исследовании были использованы пробы сырой нефти QHO и STO, физические параметры которых приведены в табл. 1.

Таблица 2. Параметры длинноцепочечных алифатических SAH

Соединение	Выход, %	Цвет	Температура плавления, °C
SA _C H	75	Желтый	83–84
SA _R H	36	Желтый	64–65
SA _S H	41	Желтый	66–67

Синтез салицилальдегид гидразона (SAH). Из натурального масла и гидразингидрата в молярном соотношении 1:3 при 90°C в течение 2 ч синтезировали гидразид. Затем синтезированные гидразид и салицилальдегид добавляли в растворитель (октанол) в молярном соотношении 1:1 с выдержкой в течение 2 ч. Температура кипения составляла 187°C, а концентрация – 50% (массовая доля). Для приготовления различных продуктов использовали три натуральных масла: касторовое, рапсовое и соевое. Процесс реакции, соответствующие названия гидразона (SA_CH, SA_RH и SA_SH) и параметры продуктов приведены на рис. 1 и в табл. 2.

Синтезированные гидразоны очищали методом колоночной флэш-хроматографии на силикагеле (хлороформ : ацетон = 10:1–5:1).

Спектры ЯМР регистрировали в растворах дейтериохлороформа на спектрометре Bruker DPX 300, работающем на частоте 400 МГц (Дополнительные материалы, рис. S1). Масс-спектры были записаны на спектрометре Micromass Platform II (рис. S2), используя систему прямого ввода, работающую в режиме электронного удара (EI). Элементный анализ был получен на приборе элементного анализа Carlo Erba 1106.

SA_CH. ¹H ЯМР (DMCO, 400 МГц): δ 11.11 (s, 1H), 11.07 (s, 1H), 8.78 (s, 1H), 7.65 (t, 1H), 7.32 (t, 1H), 6.93 (t, 1H), 5.43 (m, 2H), 4.77 (s, 1H), 3.53 (m, 1H), 2.34 (t, 4H), 1.53 (m, 2H), 1.26 (t, 18H), 0.88 (t, 3H); m/z : 416.30.

SA_RH. ¹H ЯМР (DMCO, 400 МГц): δ 11.11 (s, 1H), 11.07 (s, 1H), 8.78 (s, 1H), 7.65 (t, 1H), 7.32 (t, 1H), 6.93 (t, 1H), 5.43 (m, 2H), 2.34 (t, 2H), 2.16 (t, 4H), 1.53 (m, 2H), 1.33 (m, 20H), 0.93 (t, 3H); m/z : 400.31.

SA_SH. ¹H ЯМР (DMCO, 400 МГц): δ 11.11 (s, 1H), 11.07 (s, 1H), 8.78 (s, 1H), 7.65 (t, 1H), 7.32 (t, 1H), 7.16 (t, 1H), 6.93 (t, 1H), 5.49 (m, 2H), 5.35 (m,

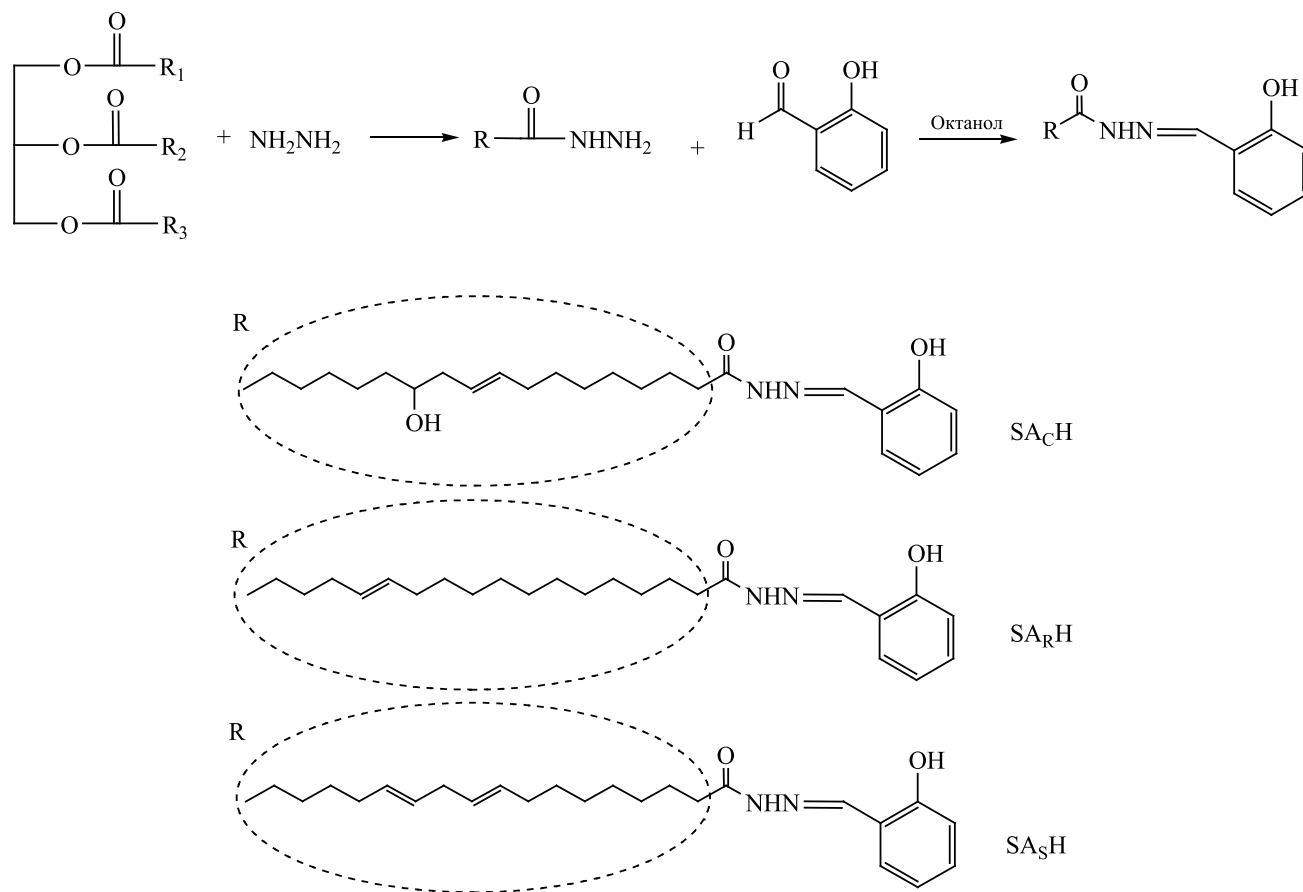


Рис. 1. Синтез длинноцепочечного алифатического гидразина.

2H), 2.80 (m, 2H), 2.34 (m, 2H), 2.16 (m, 4H), 1.53 (m, 2H), 1.29 (m, 14H), 0.88 (t, 3H); m/z : 398. 29.

Оценочные испытания [6, 7]. Вязкость обработанной тяжелой нефти определяли с использованием программируемого вискозиметра BROOKFIELD DV-II+ при определенных температурах в соответствии с промышленным стандартом China Petroleum, SY/T0520-2008. Сначала сырую нефть нагревали до 70°C в условиях постоянной температуры и герметичности и выдерживали около 1 ч. Затем отбирали пробы объемом 25 мл и помещали в контейнер при 70°C. Примерно через 20 мин в пробы добавляли SAN с различной концентрацией. После перемешивания в течение 1.5 ч измеряли вязкость сырой нефти ротационным вискозиметром и одновременно проводили контрольный эксперимент. Каждое испытание проводили трижды для проверки повторяемости. Максималь-

ная ошибка распределения продукта находилась в разумном диапазоне ($\pm 2\%$); средние значения приведены в следующем разделе.

Приняв в качестве объекта исследования китайский отраслевой стандарт нефтегазовой промышленности SY/T054-2009, использовали образцы сырой нефти QHO и STO для изучения характеристик реагента SAN, понижающего температуру застывания и вязкость сырой нефти. Для проведения экспериментов по снижению температуры застывания сырой нефти в нее вводили раствор SAN в различных объемах; кроме того были проведены и контрольные опыты [8, 9]. Предельная ошибка измерения составляет 0.1°C. Каждое испытание повторяли трижды; средние результаты исследований представлены в разделе ниже.

Оптический микроскопический анализ. Насыщенный углеводородный компонент отделяли от

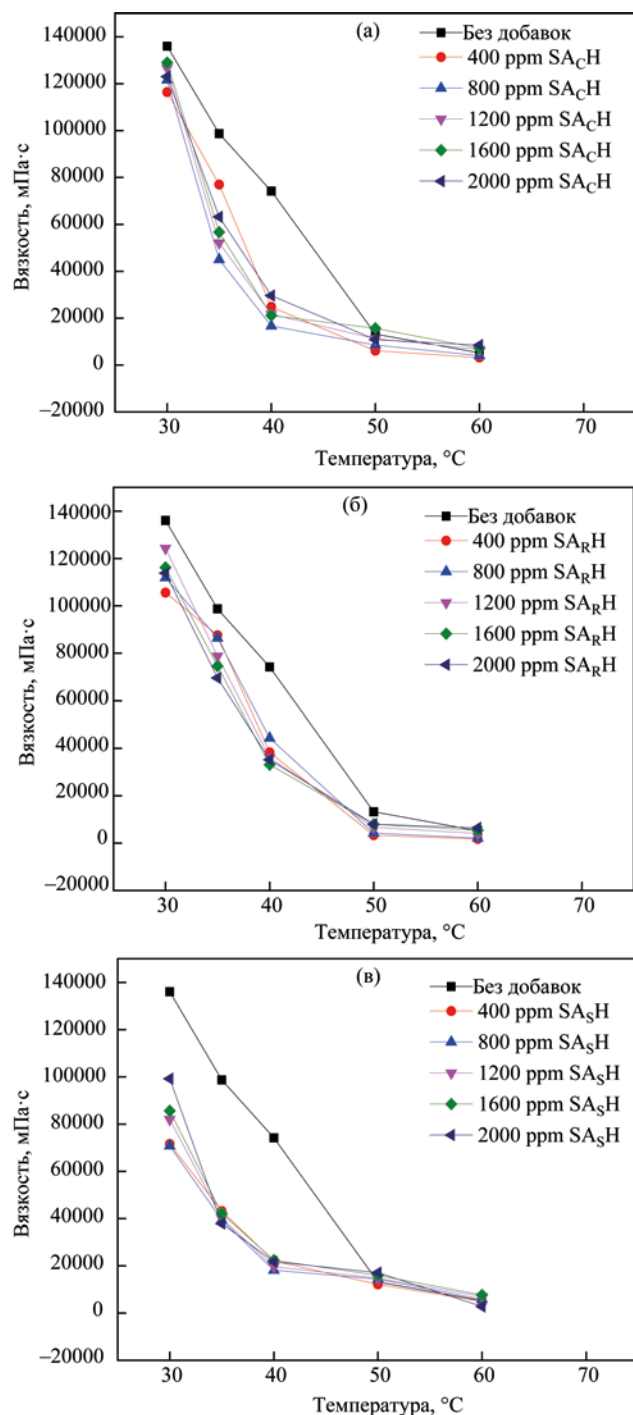


Рис. 2. Зависимость вязкости сырой нефти QHO от температуры при добавлении различных SAN.

сырой нефти (QHO) по известному методу оптического исследования [10]. Морфологию кристаллов парафина наблюдали с помощью поляризационного микроскопа серии BX-POI. Пробы сначала нагревали до 50°C, а затем охлаждали до 15°C в течение 5 мин. Небольшое количество кристаллов парафина выкладывали на предметное стекло внутри медного предметного столика с центральным окном. Во время наблюдения поддерживали температуру медного предметного столика на уровне 15°C в циркуляционной ванне.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Снижение вязкости. Была проведена оценка эффективности SAN при его использовании в сырой нефти QHO в качестве реагента для снижения вязкости. Как показано на рис. 2, SAN оказывает очевидное влияние на вязкость сырой нефти в определенном диапазоне температур; при этом снижение вязкости зависит как от концентрации добавки, так и от температуры. На рис. 2 показано также, что кажущаяся вязкость сырой нефти является функцией температуры в диапазоне от 30 до 70°C при различных дозировках. С повышением температуры при различных концентрациях SAN наблюдалась общая тенденция к снижению вязкости сырой нефти до низкого уровня [11, 12]. Три исследуемые разновидности SAN демонстрируют разную эффективность (рис. 2), хотя во всех случаях вязкость постепенно уменьшается с повышением температуры. Видно, что вязкость существенно снижается при температуре от 30°C. Когда температура поднимается до 40°C, вязкость снижается почти на 80.1%. После достижения температуры 50°C изменение вязкости становится незаметным; в целом вязкость уменьшается на 73.1%. Степень снижения вязкости составляет 77.6% (при 50°C).

Кроме того, три вида SAN были испытаны в пробе другой сырой нефти, STO. Как показано на рис. 3, в определенном диапазоне температур SAN оказывает значительное влияние на вязкость этой нефти. Снижение вязкости зависит от концентрации и температуры добавок [13]. На рис. 3 показана зависимость кажущейся вязкости сырой нефти STO при различных дозах добавки, как функции температуры, в диапазоне от 10 до 30°C. Как и в случае предыдущей нефти, результаты показывают, что для всех SAN вязкость сырой нефти STO

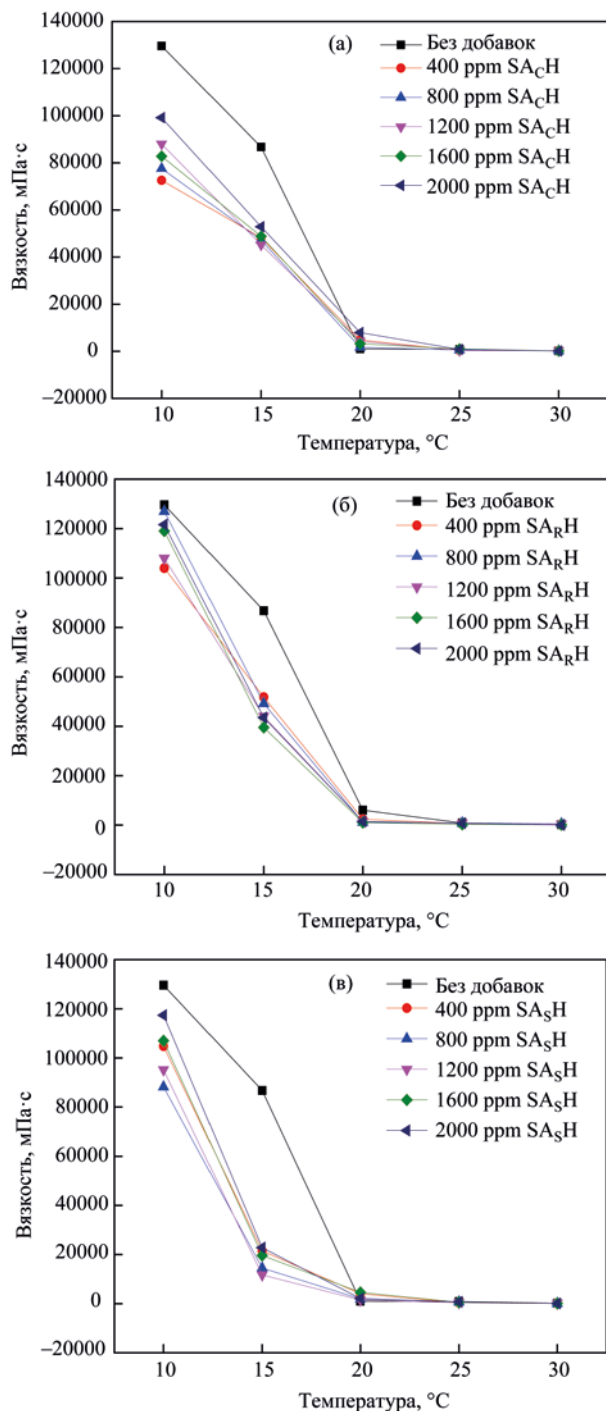


Рис. 3. Зависимость вязкости сырой нефти STO от температуры при добавлении различных SAN.

тоже снижается, как с увеличением количества добавки, так и с повышением температуры. При температуре выше 20°C изменение вязкости становится незаметным; при этом степень снижения вязкости достигает 84.7%. Из рис. 3б видно, что в

присутствии SA_RH при температуре 10°C вязкость с концентрацией существенно не меняется, однако с повышением температуры она непрерывно снижается. Когда температура достигает 20°C, изменение вязкости перестает быть очевидным; при этом степень снижения вязкости достигает 72.16%. На рис. 3в видно, что в присутствии SA_SH вязкость сырой нефти STO явно уменьшается при температуре выше 15°C, а степень снижения вязкости достигает 87.5%. Из рассмотрения трех подрисунков рис. 3 видно, что при постоянном повышении температуры вязкость сырой нефти STO под действием различных видов SAN уменьшается практически одинаково. Следовательно, SAN демонстрируют очевидные свойства, способствующие снижению вязкости при низких температурах; при этом химическая структура и состав сырой нефти также явно влияют на эффективность добавок [14, 15].

Снижение температуры застывания. Было проведено исследование влияния SAN на температуру застывания образцов сырой нефти, результаты которого представлены на рис. 4. Результаты получены путем измерения температуры застывания сырых нефтей при добавлении SAN в концентрации 400, 800, 1200, 1600 и 2000 ppm (миллионных долей). Из рис. 4 видно, что при более высокой температуре застывания SAN снижают температуру застывания нефти QHO намного эффективнее, чем нефти STO. ΔP – значение расхождения между значениями с добавками SAN и без них – для нефти QHO с увеличением концентрации добавки с 400 до 2000 ppm менялось от 4.5 до 10.1°C; при этом самое высокое значение ΔP было получено при использовании добавки SA_SH с концентрацией 2000 ppm. Аналогичным образом, у нефти STO значение ΔP составляло от 1.8 до 6.2°C, а самое высокое значение ΔP было получено при использовании добавки SA_CH с концентрацией 2000 ppm.

Изучение морфологии кристаллов парафина.

Как показывают результаты снижения вязкости и температуры застывания, SAN демонстрируют эффективность при относительно низкой температуре, поэтому разумно предположить, что SAN может взаимодействовать с парафином, когда тот кристаллизуется из сырой нефти при относительно низкой температуре [16, 17].

Для исследования морфологии микроскопических кристаллов насыщенные углеводороды

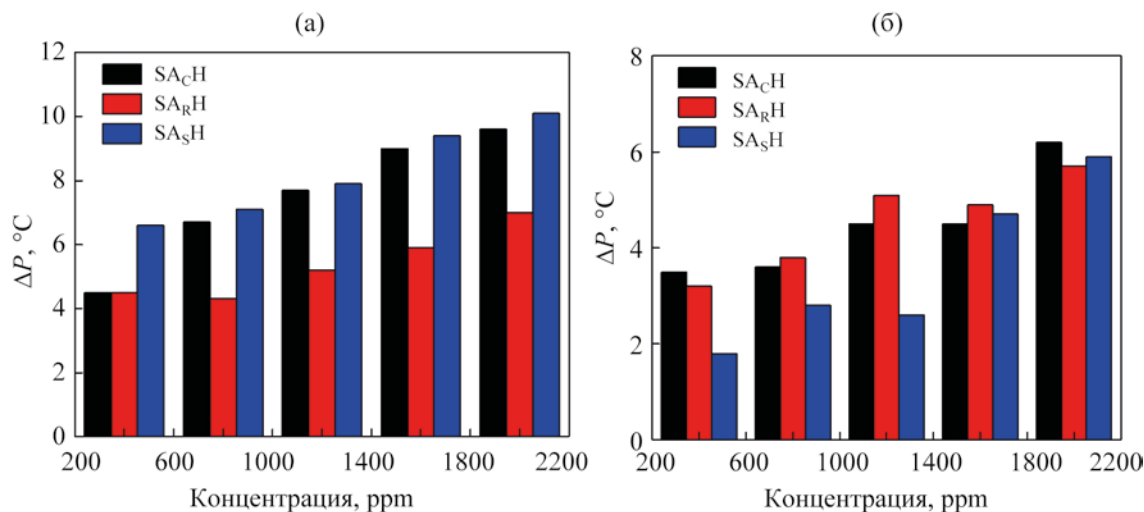


Рис. 4. Зависимость температуры застывания нефтей QHO (а) и STO (б) от концентрации различных SAN.

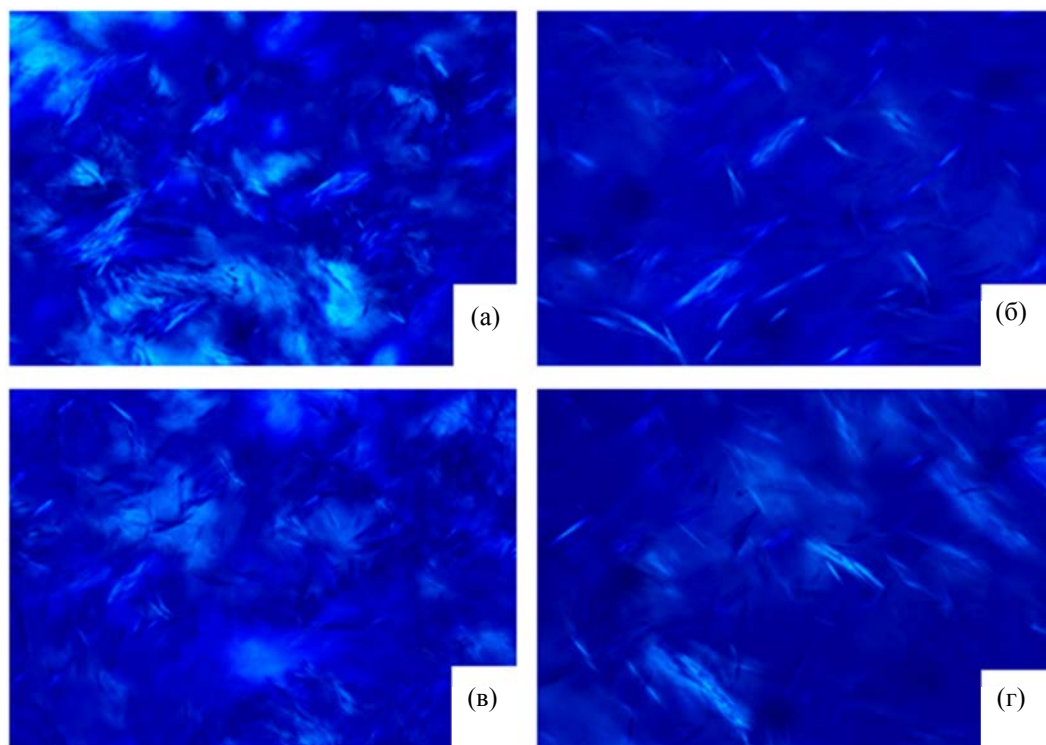


Рис. 5. Кристалл парафина в насыщенном углеводороде с различными добавками SAN: а – без добавок, б – $SAcH$, в – $SARH$, г – $SASH$.

отделяли от сырой нефти QHO. Результаты исследования насыщенного углеводородного компонента, необработанного и обработанного добавками $SAcH$, $SARH$ и $SASH$ при низких температурах, показаны на рис. 5. Судя по изображениям, морфология кристаллов парафина при обработке всеми

добавками SAN значительно отличается от таковой в контрольной группе. Было обнаружено, что в контрольной группе, которая может создавать кристаллическую трехмерную сеть [18], кристаллы парафина демонстрируют перистую структуру, в то время как в образцах, обработанных добавками

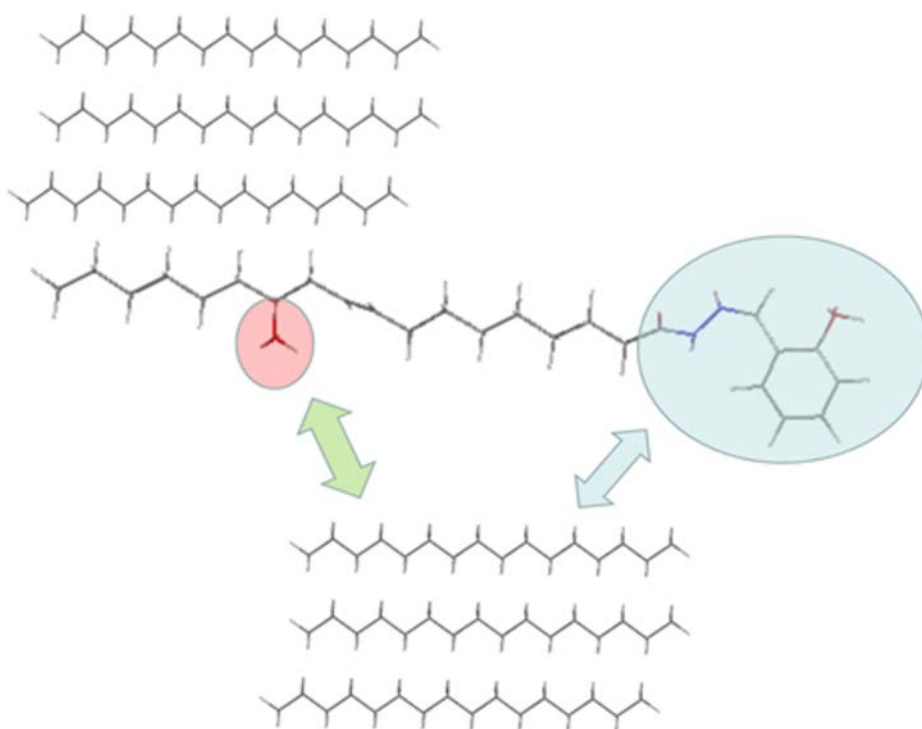


Рис. 6. Сокристалл добавки $\text{SA}_\text{C}\text{H}$ и парафина.

$\text{SA}_\text{C}\text{H}$, $\text{SA}_\text{R}\text{H}$ и $\text{SA}_\text{S}\text{H}$, кристаллы парафина намного меньше и тоньше. При этом не только уменьшается средний размер частиц, но и меняется форма – от пластинки к стержню. Это согласуется с ролью добавок $\text{SA}_\text{C}\text{H}$, $\text{SA}_\text{R}\text{H}$ и $\text{SA}_\text{S}\text{H}$ как зародышеобразователей и ингибиторов роста.

Механизм снижения вязкости и температуры застывания. Как показали недавние теоретические и экспериментальные исследования, механизм снижения вязкости и температуры застывания довольно сложен. Хорошо известно, что к основным факторам, влияющим на осаждение парафина, относятся: состав сырой нефти, условия добычи нефти, примеси в сырой нефти, поверхностные свойства осаждаемой поверхности [19]. В наших работах [5–7] показано, что в этом процессе добавки $\text{SA}_\text{C}\text{H}$, $\text{SA}_\text{R}\text{H}$ и $\text{SA}_\text{S}\text{H}$ играют решающую роль при относительно низкой температуре. При добавлении в сырую нефть ПАВ парафин кристаллизовался совместно с его алканами нефти и модифицировал кристалл, как упомянуто выше. Как следствие, кажущаяся вязкость и температура застывания сырой нефти с добавлением $\text{SA}_\text{C}\text{H}$, $\text{SA}_\text{R}\text{H}$

или $\text{SA}_\text{S}\text{H}$ снижались. Кроме того, следует отметить разницу в характеристиках SA_H , которые могут быть связаны с особенностями их структуры.

Устойчивые конформации $\text{SA}_\text{C}\text{H}$, $\text{SA}_\text{R}\text{H}$ и $\text{SA}_\text{S}\text{H}$ были смоделированы с помощью программы Chem3D 10.0 (рис. 6). Следует отметить, что в трех SA_H существуют разные *cis*-двойные связи, которые приводят к удлинению алкила в двух направлениях [20]. Положение двойной связи и гидроксильной группы в SA_H имеет большое значение и приводит к разным результатам изменения вязкости. Так, в добавке $\text{SA}_\text{C}\text{H}$ есть типичная полярная гидроксильная группа, наличие которой приводит к не очень плотной аккумуляции кристаллов парафина – происходит сокристаллизация добавки $\text{SA}_\text{C}\text{H}$ и парафина, что подтверждено микроскопической морфологией кристаллов (см. рис. 6).

Таким образом, в результате работы были синтезированы три типа салицилальдегида гидразона ($\text{SA}_\text{C}\text{H}$, $\text{SA}_\text{R}\text{H}$ и $\text{SA}_\text{S}\text{H}$) из натуральных масел, гидразингидрата и салицилальдегида, используемые в качестве средств для снижения вязкости и температуры застывания сырой нефти. При исследо-

вания сырых нефтей STO и QHO в широком диапазоне температур с различными концентрациями добавок SАН было показано, что при добавлении исследованных SАН вязкость нефтей снижалась на 80.1% при 40°C и на 87.5% при 15°C, а значения температур их застывания оказались значительно ниже исходных. Мы считаем, что причина улучшения текучести сырой нефти связана со взаимодействием добавок SA_CH, SA_RH и SA_SH с молекулами парафина, что, в свою очередь, приводит к уплотнению парафина в разных направлениях, изменению природы кристаллов парафина и разрушению когезионных сил между кристаллами.

БЛАГОДАРНОСТИ

Работа была проведена при финансовой поддержке National Natural Science Foundation of China (51974252), Natural Science Basic Research Plan in Shaanxi Province of China (2020JQ-775) и Postgraduate Innovation Fund Project of Xi'an Shiyou University (YCS20211012). Мы благодарим Центр современного анализа и тестирования Университета Сиань Шию.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

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

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Shu Zhang, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8902-2905>

Longyu Wang, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8752-7299>

Pengzhang Cao, ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-5803-8797>

Xuefan Gu, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3096-368X>

Huani Zhang, ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-7002-3652>

Gang Chen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3711-4250>

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Chen G., Zhou Z.C., Shi X.D., Zhang X.L., Dong S.B., Zhang J. Synthesis of alkylbenzenesulfonate and its behavior as flow improver in crude oil // *Fuel*. 2021. V. 288, P. 119644. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119644>
2. Zheng J.F., Zhang Y.X., Wang S.Q., Yang X.-M., Bai S.-T., Wang J., Zhang F., Zhang G.-L., Liu F.A. Studies on synthesis of novel chiral organocatalysts and its evaluations for asymmetric direct aldol reactions // *Acta Chimica Sinica*. 2007. V. 65. P. 553–556. <https://doi.org/10.3321/j.issn:0567-7351.2007.06.013>
3. Chen F., He J., Guo P., Xu Y., Zhong C. Use CO₂ soluble surfactant to decrease the minimum miscibility pressure of CO₂ flooding in oil reservoir // *Adv. Mat. Res.* 2011. V. 236. P. 2650–2654. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.239-242.2650>
4. Yan Y.L., He F., Zhang J.M., Qu C.T. Stability of colloidal gas foam prepared by a single nonionic surfactant // *Chem. J. Chinese Univ.* 2008. V. 29. P. 2044–2048. <https://doi.org/10.3321/j.issn:0251-0790.2008.10.028>
5. Chen G., Lin J., Hu W.M., Cheng C., Gu X.F., Du W.C., Zhang J., Qu C.T. Characteristics of a crude oil composition and its in situ waxing inhibition behavior // *Fuel*. 2018. V. 218. P. 213–217. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.12.116>
6. Gu X.F., Li Y.F., Yan J., Zhang J., Wu Y., Wang M.X., Zhao J.S., Chen G. Synthesis and investigation of a spiro diborate as a clean viscosity-reducer and pour point depressor for crude oil // *Petrol. Chemistry*. 2019. V. 56. P. 570–574. <https://doi.org/10.1134/S0965544119060161>
7. Zhang J., Guo Z., Du W.C., Gu X.F., Wang M.X., Zhang Z.F., Du B.W., Chen G. Preparation and performance of vegetable oils fatty acids hydroxymethyl triamides as crude oil flow improvers // *Petrol. Chemistry*. 2018. V. 58. P. 1070–1075. <https://doi.org/10.1134/S0965544118120046>
8. Nomoev A.V., Torhov N.A., Khartaeva E.Ch., Syzrantsev V.V., Yumozhapova N.V., Tsyrenova M.A., Mankhironov V.N. Special aspects of the thermodynamics of formation and polarisation of Ag/Si nanoparticles // *Chem. Physics. Lett.* 2019. V. 720. P. 113–118. <https://doi.org/10.1016/j.cplett.2019.02.015>
9. Zhao M., Wu D., Wang J. Microemulsion formation of petroleum sulfonate flooding system and solubilization properties // *Sci. Technol. Eng.* 2015. V. 15. P. 144–150. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1671-1815.2015.28.027>
10. Cao G.Q., Zhou J., Lu Y.B., Zhang H. Study on the oil displacement efficiency of the new surfactant // *Appl. Chem. Ind.* 2013. V. 42. P. 2045–2047. <https://doi.org/10.16581/j.cnki.issn1671-3206.2013.11.042>
11. Eseva E.A., Akopyan A.V., Sinikova N.A., Anisimov A.V. In situ generated organic peroxides in oxidative desulfurization of naphtha reformat // *Petrol. Chemistry*.

2021. V. 61. P. 472–482. <https://doi.org/10.1134/S0965544121050133>
12. Zhang J., Yang L., Zhang Y., Mechanism and direction analysis of liquid surface tension // China Petroleum and Chemical Standard and Quality. 2012. V. 32. № 5. P. 73–74. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1673-4076.2012.05.064>
 13. Pinklesh A., Rakhi S., Geetha S., Ajay K.T. Synthesis, properties and applications of anionic phosphate ester surfactants: A review // Tenside Surfact. Det. 2018. V. 55. P. 266–272. <https://doi.org/10.3139/113.110570>
 14. Chen G., Yuan W.H., Zhang F., Gu X.F., Du W.C., Zhang J., Li J.L., Qu C.T. Application of polymethacrylate from waste organic glass as a pour point depressor in heavy crude oil // J. Petrol. Sci. Eng. 2018. V. 165. P. 1049–1053. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.041>
 15. Gu X.F., Zhang F., Li Y.F., Zhang J., Chen S.J., Qu C.T., Chen G. Investigation of cationic surfactants as clean flow improvers for crude oil and a mechanism study // J. Petrol. Sci. Eng. 2018. V. 164. P. 87–90. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.045>
 16. Zhang J., Yang C.C., Tang Y. Study of influence of the surfactant type on the measurement of spinning drop interfacial tension // Petrochem. Industry Application. 2012. V. 31. № 6. P. 58–60. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1673-5285.2012.06.018>
 17. Wang Y., Wang C., Niu Z.X., Sun C.J., Wang H. Screening and evaluation of the W-101 in foam flooding // J. Petrochem. Univ. 2013. V. 26. № 5, P. 50–54. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1006-396X.2013.05.012>
 18. Peng Z.L., Zeng H. Synthesis, surface activity and application properties of a novel ethoxylated gemini trisiloxane surfactant // Tenside Surf. Det. 2016. V. 53. P. 127–133. <https://doi.org/10.3139/113.110417>
 19. Novitskii E.G., Bazhenov S.D., Volkov A.V. Optimization of methods for purification of gas mixtures to remove carbon dioxide // Petrol. Chemistry. 2021. V. 61. P. 407–423. <https://doi.org/10.1134/S096554412105011X>
 20. Rodríguez-López L., Rincón-Fontán M., Vecino X., Cruz J.M., Belén Moldes A. Biological surfactants vs. polysorbates: comparison of their emulsifier and surfactant properties // Tenside. Surf. Det. 2018. V. 55. P. 273–280. <https://doi.org/10.3139/113.110574>