

УДК622.276.72

**ОСОБЕННОСТИ ОТЛОЖЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВ
ПРИБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**FEATURES OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS
IN THE PRIOBSKOYE FIELD**

Р.Р. Гумеров, М.Н. Рахимов, С.Р. Сахибгареев

ООО «Салым Петролеум Сервиз Б.В.»,

г. Москва, Российская Федерация

Уфимский государственный нефтяной технический университет,

г. Уфа, Российская Федерация

Ramil R. Gumerov, Marat N. Rakhimov, Samat R. Sahibgarееv

Salym Petroleum Service B.V. LLC, Moscow, Russian Federation

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

e-mail: rmni@mail.ru

Аннотация. В работе представлены результаты исследований состава и особенностей отложения асфальтосмолопарафинов Приобского месторождения.

В эксперименте использовались дегазированная нефть и асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), отобранных из насосно-компрессорных труб и установок электроцентробежных насосов нефтяных добывающих скважин Приобского месторождения. Определено, что основными компонентами исследованных отложений из погружного оборудования отказавших скважин являются 46 % органические компоненты и 38 % неорганические компоненты (соли и механические примеси). Причем преобладающим компонентом в составе АСПО являются асфальтены. Так как асфальтены являются парамагнетиками, то

электроцентробежные насосы выступают как источники магнитного поля, что провоцирует выпадение данных углеводородов на рабочих органах. Выявлено, что с ростом обводненности до 50 % доля скважин осложненного фонда резко снижается. По реологическим данным определена температура, ниже которой начинают развиваться процессы структурирования АСПО в нефти Приобского месторождения, которая в среднем составляет 16,5 °С.

С целью определения зависимости состава АСПО от температурных характеристик процесса формирования отложения были получены АСПО при разных параметрах их осаждения, а именно при разных температурах хладагента и теплоносителя на установке «Холодный стержень». Результаты проведённых исследований показали, что с увеличением разницы температур холодного стержня и теплоносителя от 30 °С до 50 °С, наблюдается увеличение содержания асфальтенов в АСПО, а содержание парафинов и смол уменьшается. Для определения ингибирующей способности реагентов по отношению к асфальтенам на установке «Холодный стержень» целесообразно устанавливать разность температур между стержнями и нефтью как можно выше.

Abstract. The paper presents the results of using effective asphaltene-type inhibitors in the fight against asphalt-tar paraffin deposits.

The experiment used degassed oil and asphalt-tar paraffin deposits selected from the tubing and installations of electric centrifugal pumps of oil production wells of the Priobskoye field. It was determined that the main components of the studied deposits from the submersible equipment of failed wells are 46 % organic components and 38 % inorganic components (salts and mechanical impurities). Moreover, the predominant component in the composition of asphalt-tar paraffin deposits is asphaltenes. Since asphaltenes are paramagnets, electric centrifugal pumps act as sources of a magnetic field, which provokes the precipitation of these hydrocarbons on the working bodies. It was found that with an increase in water cut to 50 %, the share of wells of the complicated Fund decreases sharply. According to rheological data, the temperature below which the processes of

asphalt-tar paraffin deposits structuring begin to develop in the oil of the Priobskoye field, which on average is 16.5 °C. In order to determine the dependence of the composition of the asphalt-tar paraffin deposits on the temperature characteristics of the deposition process, asphalt-tar paraffin deposits were obtained at different deposition parameters, namely, at different temperatures of the refrigerant and coolant at the Cold rod installation.

According to the results of the conducted researches it is shown that with increasing temperature difference between the cold rod and the heat carrier from 30 °C to 50 °C, an increase in the asphaltene content in paraffin and wax content and resin decreases. To determine the inhibitory ability of reagents in relation to asphaltenes, it is advisable to set the temperature difference between the rods and the oil as high as possible at the Cold rod installation.

Ключевые слова: ингибитор; асфальтосмолопарафиновые отложения; нефть; внутрискважинное оборудование; призабойная зона пласта; электроцентробежный насос

Key words: inhibitor; asphalt-resin-paraffin deposits; oil, downhole equipment; bottom-hole formation zone; electric centrifugal pump

Основным регионом нефтедобычи России на сегодняшний день является Западная Сибирь. Характерными осложнениями в процессе добычи нефти являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) в колоннах лифтовых труб и во внутрискважинном оборудовании. Компонентный состав отложений АСПО из внутрискважинного оборудования добывающих скважин Южной лицензионной территории Приобского месторождения показывает преобладание в них асфальтенов, содержание которых в среднем составляет около 30 %, а вместе со смолами более 50 % [1–5].

В настоящее время эффективность работ по борьбе с АСПО асфальтенового типа невысока. Самыми распространёнными методами

борьбы с АСПО в силу своей дешевизны и простоты реализации являются «горячая» обработка лифта скважины (нефтью либо паром) и метод механической очистки скребками разнообразной конструкции.

Однако из-за высокой степени плотности и высокой температуры плавления отложений асфальтенового типа эти методы теряют эффективность с ростом доли асфальтенов в составе отложений [6–12]. В этом случае, а также в случае борьбы с АСПО в насосном оборудовании и в призабойной зоне пласта более эффективным становится применение химических методов защиты [13–17].

В этой связи, целью настоящей работы явилось исследование особенностей отложения асфальтосмолопарафинов Приобского месторождения.

Объектами исследования являются нефть и АСПО добывающих скважин Приобского месторождения.

Компонентный состав пластовой нефти и свойства дегазированной нефти представлены в таблице 1.

Компонентный состав отложений асфальтосмолопарафинов, отобранных из НКТ и установок электроцентробежных насосов нефтяных скважин Приобского месторождения, представлен в таблице 2.

В работе изучались свойства исходных нефтей, ингибиторов и отложений.

Проводились следующие лабораторные исследования: исследование состава АСПО по методу Маркуссона; реологические исследования проб нефти на реометре MARS (Нааке, Германия) с использованием системы воспринимающих элементов «цилиндр – цилиндр», включающие расчёт по модели Гершеля-Балкли и определение температуры структурирования нефти на основании исследования влияния температуры и скорости сдвига на эффективную вязкость и напряжение сдвига; исследование эффективности ингибирования АСПО методом «Холодного стержня».

Таблица 1. Состав и свойства пластовой и дегазированной нефти

Компоненты	Состав пластовой нефти, % мас.	
	АС ₁₀	АС ₁₂
Пласт	АС ₁₀	АС ₁₂
Азот+редкие	0,33	0,27
Двуокись углерода	0,32	0,39
H ₂ S	0,00	0,00
Метан	20,62	18,58
Этан	1,88	3,45
Пропан	4,66	6,42
Изобутан	1,59	1,34
н-Бутан	5,04	4,65
Изопентан	2,05	1,75
н-Пентан	3,04	2,85
C ₆ + высшие	60,47	59,72
Пласт	АС ₁₀	АС ₁₂
Параметры	Дегазированная нефть	
Молекулярная масса, г/моль	232,00	236,00
Плотность, кг/м ³	879,00	867,00
Рпл., атм.	257,00	268,00
Т пл., °С	90,00	92,00
Химический состав, % масс.		
- асфальтенов	3,00	2,20
- парафинов	3,00	2,70
- силикагелевых смол	12,80	10,40

Таблица 2. Компонентный состав АСПО из НКТ и УЭЦН

Показатель	Количество проб	Диапазон значений, % масс.	Среднее значение, % масс.
Асфальтены	22	7,7-60,0	30,8
Смолы		8,0-27,0	16,7
Парафины		7,0-41,3	14,9

Результаты и их обсуждение

С целью выявления основных причин и механизмов образования твёрдых отложений проведен анализ осложнённого фонда, а также твёрдых отложений со скважинного оборудования. Основными компонентами исследованных отложений из погружного оборудования отказавших

скважин (46 %) являются органические компоненты (АСПО), доля неорганических компонентов (соли и механические примеси) составляет 38 % исследованных образцов, в 15 % образцов примерно равное соотношение органической части к минеральной (таблица 3).

Таблица 3. Компонентный состав отложений из установок электроприводных центробежных насосов Приобского месторождения

Преобладание компонентов	Количество проб, шт.	Доля проб, %
органических	6	46
минеральных	5	38
равное соотношение	2	15

Компонентный анализ отложений с рабочих органов электроцентробежных насосов (ЭЦН) Приобского месторождения показал, что преобладающим компонентом в составе АСПО являются асфальтены, которые, как известно, являются парамагнетиками. ЭЦН выступает как источник магнитного поля, что провоцирует выпадение асфальтенов на рабочих органах.

Проведенный анализ фонда добывающих скважин Южной лицензионной территории Приобского месторождения показывает, что осложненными АСПО являются 65 % скважин. Наибольшие проблемы с выпадением АСПО присущи скважинам с дебитами 10–20, 20–30, 30–40 м³/сут., составляющими в долях 75,3 %, 80,8 % и 81,5 % от скважин эксплуатационного фонда соответственно. С ростом обводненности до 50 % доля скважин осложненного фонда резко снижается.

Отложения АСПО наблюдаются как на подземном оборудовании, так и в призабойной зоне пласта. К проблемам, связанным с формированием отложений АСПО Приобского месторождения, относятся высокое содержание асфальтенов в нефти и благоприятные условия для их агрегации из-за низкой обводненности скважинной продукции. В результате

взаимодействия асфальтенов с механическими примесями, формирующимися в пластовых условиях, такими как глинистые частицы, кальцит и т.д., образуются труднорастворимые отложения. Исходя из того, что пластовая температура на скважинах составляет порядка 95 °С, что гораздо выше температуры насыщения нефти парафином (21–22 °С), можно сделать предположение, что причиной снижения дебитов добывающих скважин является выпадение в призабойной зоне пласта асфальтенов. Это подтверждается химическим анализом состава АСПО. Основным составляющим компонентом органической части отложений являются асфальтены. Их доля в АСПО в некоторых случаях достигает до 60 %.

На наш взгляд, высокую эффективность удаления и предотвращения АСПО в призабойной зоне пласта, а также внутри установок ЭЦН возможно достичь только химическими методами, используя растворители и ингибиторы АСПО.

С учетом результатов проведенных исследований разработан методический документ «Порядок выполнения работ по предотвращению и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на месторождениях Компании», применяемый в качестве методического руководства на объектах ПАО «Газпром нефть» при подборе методов предотвращения и удаления АСПО.

Методический документ разработан с целью установления единых требований к выбору технологического процесса и методов борьбы с АСПО на нефте- и газодобывающих объектах Компании и устанавливает основные положения и порядок ведения работ по защите от АСПО скважинного оборудования. Для определения температуры, ниже которой начинают развиваться процессы формирования АСПО в нефти Приобского месторождения, исследованы реологические показатели 6 проб нефти.

В качестве примера на рисунке 1 приведена зависимость влияния температуры и скорости сдвига на эффективную вязкость исходной нефти ЮЛТ Приобского месторождения (проба скв. № 15635).

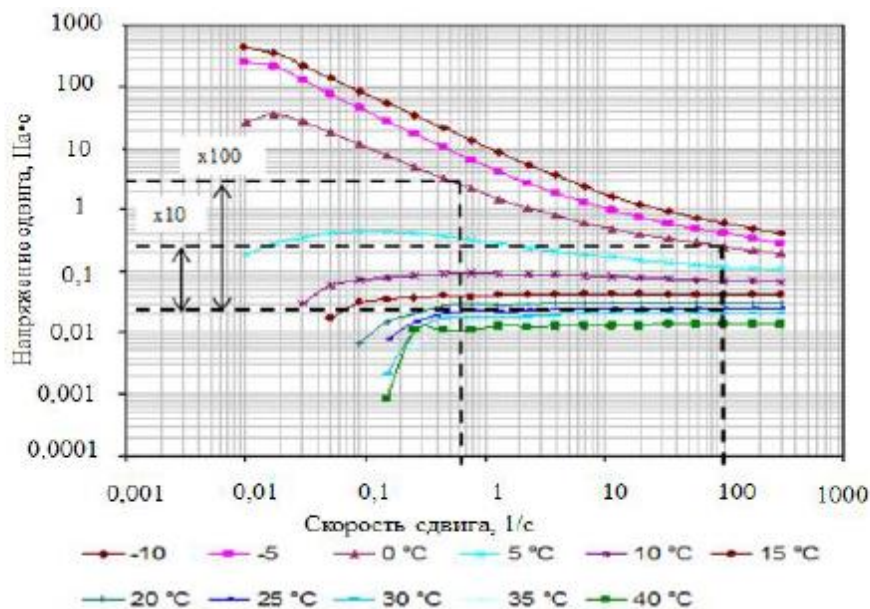


Рисунок 1. Зависимость эффективной вязкости нефти (сскв. № 15635) от скорости сдвига в температурном интервале от минус 10 °С до 40 °С

На рисунке 2 приведена зависимость напряжения сдвига нефти от скорости сдвига в температурном интервале от минус 10 °С до 40 °С.

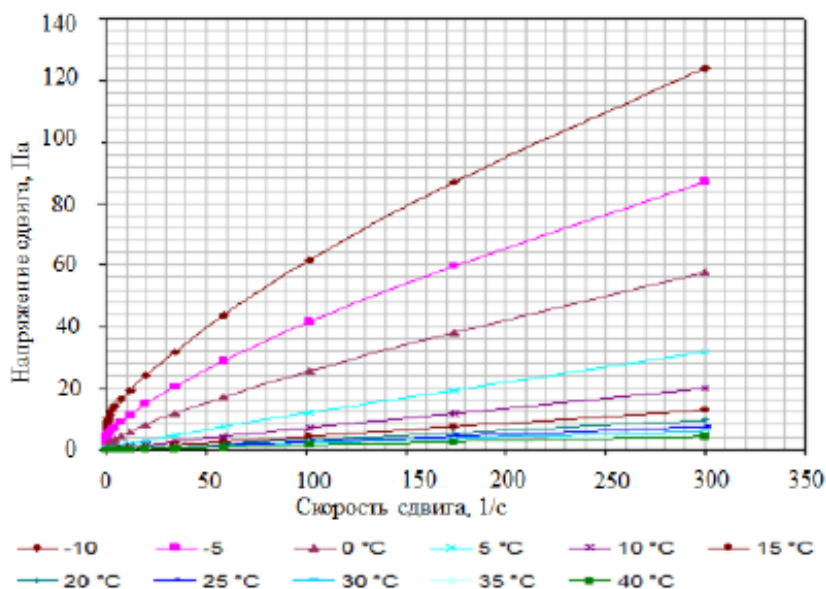


Рисунок 2. Зависимость напряжения сдвига нефти (сскв. № 15635) от скорости сдвига в температурном интервале от минус 10 °С до 40 °С

При сопоставлении значений эффективной вязкости нефти сскв. № 15635 при 0 °С и 30 °С можно заметить, что с повышением температуры происходит уменьшение вязкости почти в 100 раз в области низких скоростей сдвига ($\gamma = 0,9 \text{ с}^{-1}$) и примерно в 10 раз в области высоких

скоростей сдвига ($\gamma = 100 \text{ с}^{-1}$). Различие на порядок свидетельствует о значительном содержании АСПО в нефти.

Как видно из рисунков 1 и 2, реологические свойства нефти существенно зависят от температурного воздействия. Так резкое увеличение вязкости происходит при температуре ниже $20 \text{ }^\circ\text{C}$, т.е. в диапазоне этих температур происходит структурирование компонентов нефти.

Результаты расчета реологических характеристик проб нефти по модели Гершеля-Балкли показали, что в среднем выше $15\text{--}25 \text{ }^\circ\text{C}$ нефть ведёт себя как ньютоновская жидкость.

Столь широкий температурный диапазон перехода нефти в состояние ньютоновской жидкости обусловлен различным содержанием асфальтеновых и парафинистых веществ. Парафинистые вещества имеют более высокую температуру кристаллизации, по сравнению с асфальтенами. Содержание смолистых веществ, как правило, на реологическую природу нефти не влияет.

В таблице 4 приведены результаты определения температуры начала структурирования АСПО для нефти ЮЛТ Приобского месторождения.

Таблица 4. Значения температуры начала структурирования АСПО в нефти ЮЛТ Приобского месторождения

Пласт	Компонентный состав, % масс.			Температура начала образования АСПО, $^\circ\text{C}$
АС ₁₀	2,2-3,8	10,5-15,2	2,4-3,7	14,9
АС ₁₂	2,5-3,0	8,7-12,9	1,2-4,2	18,0
Среднее				16,5

Следовательно, по реологическим данным определена температура, ниже которой начинают развиваться процессы структурирования АСПО в нефти ЮЛТ Приобского месторождения, которая в среднем составляет $16,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

С целью определения зависимости состава АСПО от температурных характеристик процесса формирования отложения были получены АСПО

при разных параметрах их осаждения, а именно при разных температурах хладагента и теплоносителя на установке «Холодный стержень». В экспериментах температура теплоносителя составляла 40 °С, а температура хладагента (холодного стержня) минус 10 °С, 0 °С и 10 °С. Другими словами, разница в температурах теплоносителя и хладагента составляла 50°С, 40 °С и 30 °С. Компонентный состав отложившихся на холодных стержнях АСПО определялся по методу Маркуссона. Результаты представлены графически на рисунках 3–5.

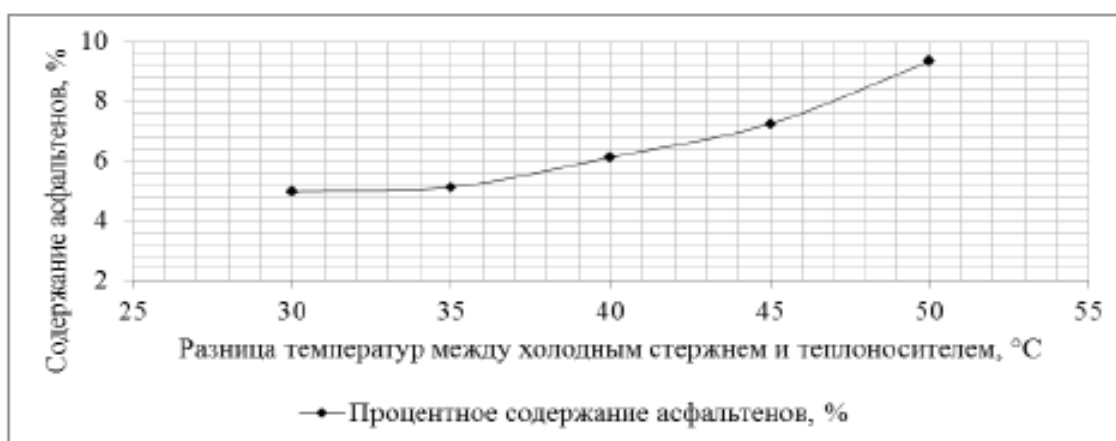


Рисунок 3. График зависимости процентного содержания асфальтенов от разницы температур



Рисунок 4. График зависимости процентного содержания парафинов от разницы температур

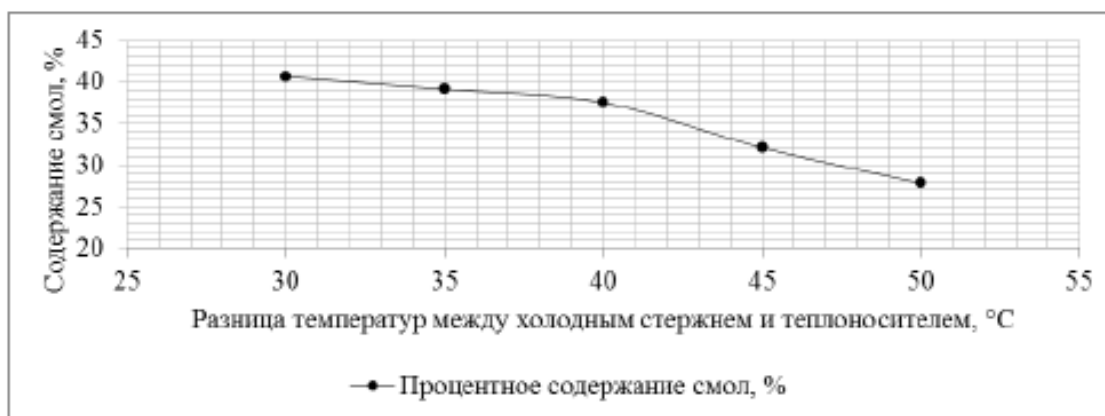


Рисунок 5. График зависимости процентного содержания смол от разницы температур

Выводы

По результатам проведённых исследований можно сделать вывод, что с увеличением разницы температур холодного стержня и теплоносителя от 30 °C до 50 °C наблюдается увеличение процентного содержания асфальтенов в АСПО, а содержание парафинов и смол уменьшается. С учётом этого для определения ингибирующей способности реагентов по отношению к асфальтенам на установке «Холодный стержень» целесообразно устанавливать разность температур между стержнями и нефтью как можно выше. В наших экспериментах разница температур составляла 50 °C.

Список используемых источников

1. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 190 с.
2. Ширяева Р.Н., Сагитова Ч.Х., Бадикова А.Д., Цадкин М.А. Состав и структурные особенности асфальтенов тяжелой нефти // Вестник Башкирского университета. 2020. Т. 25. № 1. С. 73-81. DOI: 10.33184/bulletin-bsu-2020.1.12.
3. Мазепа Б.А. Парафинизация нефтесборных систем и промышленного оборудования. М.: Недра, 1966. 185 с.

4. Унгер Ф.Г., Андреева Л.Н. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов. Новосибирск: Наука, 1995. 182 с.
5. Myrum T.A., Thumma S. Freezing of a Paraffin Flow Downstream of an Abrupt Expansion // International Journal of Heat and Mass Transfer. 1992. Vol. 35. Issue 2. P. 421-431. DOI: 10.1016/0017-9310(92)90279-2.
6. Волков В.А., Муслаев В.А., Пирумов Ч.Г. О математических моделях кристаллизации частиц в двухфазном потоке // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. 1989. № 6. С. 77-84.
7. Черемисин Н.А. Исследование механизма образования парафиногидратных пробок в нефтяных скважинах с целью совершенствования методов борьбы с ними: дис. ... канд. тех. наук. Тюмень: Тюменский индустриальный институт, 1992. 124 с.
8. Кучумов Р.Я., Пустовалов М.Ф., Кучумов Р.Р. Анализ и моделирование эффективности эксплуатации скважин, осложненных парафино-солеотложениями. М.: ВНИИОЭНГ, 2005. 185 с.
9. Ибрагимов Н.Г. Повышение эффективности добычи нефти на месторождениях Татарстана. М.: Недра, 2005. 315 с.
10. Лутфуллин Р.Р. Обзор методов борьбы с АСПО в скважинах при добыче нефти // Материалы конференции АО «Татнефть» по вопросам борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти. Альметьевск: 1999. С. 19-22.
11. Кудашева Ф.Х., Бадикова А.Д., Мусина А.М., Сафина А.Я. Моющая композиция от органических загрязнителей на основе отходов химического производства // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2010. № 1. С. 18. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Kudasheva/Kudasheva_2.pdf (дата обращения: 02.11.2020).

12. Мухамадеев Р.У., Бадикова А.Д., Куляшова И.Н., Файзрахманов И.С., Сахибгареев С.Р., Федина Р.А., Мустафин А.Г. Эффективность использования деэмульгатора-ингибитора коррозии для комплексной подготовки высоковязких водонефтяных эмульсий // Башкирский химический журнал. 2019. Т. 26. № 4. С. 68-73. DOI: 10.17122/bsj-2019-4-68-73.

13. Малышев А.Г., Черемисин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафино-гидратообразованиями // Нефтяное хозяйство. 1997. № 9. С. 62-69.

14. Бадикова А.Д., Галяутдинова А.А., Кашаева С.Р., Кудашева Ф.Х., Цадкин М.А., Мортиков Е.С. Разработка технологии получения имидазолинов ингибиторов коррозии // Нефтехимия. 2016. Т. 56. № 4. С. 419-422. DOI: 10.7868/S0028242116040031.

15. Чаронов В.Я., Музагитов М.М., Иванов А.Г., Горчаков В.В., Гаврилов А.Н., Леонов Ю.К., Арзамасов В.Л., Михайлов В.В., Скворцов Ю.Г. Современная технология очистки нефтяных скважин от парафина // Нефтяное хозяйство. 1998. № 4. С. 55-57.

16. Пат. 2072420 РФ, МПК Е 21 В 37/06. Способ обработки скважин / Ю.А. Беляев, В.А. Беляев, А.Р. Аваков, А.Р. Потапов, В.Ю. Борисов. 96102520/03, Заявлено 16.02.1996; Оpub. 21.01.1997. Бюл. 3. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2072420C1_19970127 (дата обращения: 02.11.2020).

17. Пат. 2028447 РФ, МПК Е 21 В 37/06. Способ удаления асфальтосмолистых и парафиногидратных отложений / Ю.А. Беляев, В.А. Беляев, Д.М. Ковязин, В.А. Низов, Н.П. Попыхов, А.В. Сорокин, В.А. Хорошилов, И.И. Шопов. 5005736/03, Заявлено 15.10.1991; Оpub. 09.02.1995. Бюл. 28. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2028447C1_19950209 (дата обращения: 02.11.2020).

References

1. Tronov V.P. *Mekhanizm obrazovaniya smolo-parafinovykh otlozhenii i bor'ba s nimi* [The Mechanism of Formation of Resin-Paraffin Deposits and the Fight against Them]. Moscow, Nedra Puibl., 1970. 190 p. [in Russian].
2. Shiryayeva R.N., Sagitova Ch.Kh., Badikova A.D., Tsadkin M.A. Sostav i strukturnye osobennosti asfal'tenov tyazheloi nefti [Composition and Structural Features of Asphaltenes of Heavy Oil]. *Vestnik Bashkirskogo universiteta – Bulletin of Bashkir University*, 2020, Vol. 25, No. 1, pp. 73-81. DOI: 10.33184/bulletin-bsu-2020.1.12. [in Russian].
3. Mazepa B.A. *Parafinizatsiya neftesbornykh sistem i promyslovogo oborudovaniya* [Paraffinization of Oil Gathering Systems and Field Equipment]. Moscow, Nedra Publ., 1966. 185 p. [in Russian].
4. Unger F.G., Andreeva L.N. *Fundamental'nye aspekty khimii nefti. Priroda smol i asfal'tenov* [Fundamental Aspects of Petroleum Chemistry. The Nature of Resins and Asphaltenes]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1995. 182 p. [in Russian].
5. Myrum T.A., Thumma S. Freezing of a Paraffin Flow Downstream of an Abrupt Expansion. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 1992, Vol. 35, Issue 2, pp. 421-431. DOI: 10.1016/0017-9310(92)90279-2.
6. Volkov V.A., Muslaev V.A., Pirumov Ch.G. O matematicheskikh modelyakh kristallizatsii chastits v dvukhfaznom potoke [On Mathematical Models of Particle Crystallization in a Two-Phase Flow]. *Izvestiya AN SSSR. Mekhanika zhidkosti i gaza – Fluid Dynamics*, 1989, No. 6, pp. 77-84. [in Russian].
7. Cheremisin N.A. *Issledovanie mekhanizma obrazovaniya parafino-gidratnykh probok v neftyanykh skvazhinakh s tsel'yu sovershenstvovaniya metodov bor'by s nimi: dis. kand. tekhn. nauk* [Investigation of the Mechanism of Formation of Paraffin-Hydrate Plugs in Oil Wells in Order to Improve Methods of Combating Them: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Tyumen, Tyumenskii industrial'nyi institut Publ., 1992. 124 p. [in Russian].

8. Kuchumov R.Ya., Pustovalov M.F., Kuchumov R.R. *Analiz i modelirovanie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin, oslozhnennykh parafino-soleotlozheniyami* [Analysis and Modeling of the Efficiency of Wells Operation, Complicated by Paraffin-Scale Deposits]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2005. 185 p. [in Russian].

9. Ibragimov N.G. *Povyshenie effektivnosti dobychi nefti na mestorozhdeniyakh Tatarstana* [Rise of Efficiency of Oil Extraction in Tatarstan Fields]. Moscow, Nedra Publ., 2005. 315 p. [in Russian].

10. Lutfullin R.R. *Obzor metodov bor'by s ASPD v skvazhinakh pri dobyche nefti* [Review of Methods for Combating ARPD in Wells during Oil Production]. *Materialy konferentsii AO «Tatneft» po voprosam bor'by s asfal'tosmoloparafinovymi otlozheniyami pri dobyche nefti* [Materials of the Conference of JSC TATNEFT on the Issues of Combating Asphalt-Resin-Paraffin Deposits During Oil Production]. Almetyevsk, 1999, pp. 19-22. [in Russian].

11. Kudasheva F.Kh., Badikova A.D., Musina A.M., Safina A.Ya. *Moyushchaya kompozitsiya ot organicheskikh zagryaznitelei na osnove otkhodov khimicheskogo proizvodstva* [The Washing Composition from Organic Join on Base Departure Chemical Production]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftgazovoe delo» – Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2010, No. 1, pp. 18. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Kudasheva/Kudasheva_2.pdf (accessed 02.11.2020). [in Russian].

12. Mukhamadeev R.U., Badikova A.D., Kulyashova I.N., Faizrakhmanov I.S., Sakhibgareev S.R., Fedina R.A., Mustafin A.G. *Effektivnost' ispol'zovaniya deemul'gatora-ingibitora korrozii dlya kompleksnoi podgotovki vysokovyazkikh vodoneftnyanykh emul'sii* [The Effectiveness of the Use of a Demulsifier-Corrosion Inhibitor for the Integrated Preparation of High-Viscosity Oil-Water Emulsions]. *Bashkirskii khimicheskii zhurnal – Bashkir Chemical Journal*, 2019, Vol. 26, No. 4, pp. 68-73. DOI: 10.17122/bcj-2019-4-68-73. [in Russian].

13. Malyshev A.G., Cheremisin N.A., Shevchenko G.V. Vybor optimal'nykh sposobov bor'by s parafino-gidratoobrazovaniyami [Choosing the Best Ways to Combat Paraffin-Hydrate Formation]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 1997, No. 9, pp. 62-69. [in Russian].

14. Badikova A.D., Galyautdinova A.A., Kashaeva S.R., Kudasheva F.Kh., Tsadkin M.A., Mortikov E.S. Razrabotka tekhnologii polucheniya imidazolinov ingibitorov korrozii [Development of Technology for the Production of Imidazolines Corrosion Inhibitors]. *Neftekhimiya – Neftekhimiya*, 2016, Vol. 56, No. 4. pp. 419-422. DOI: 10.7868/S0028242116040031. [in Russian].

15. Charonov V.Ya., Muzagitov M.M., Ivanov A.G., Gorchakov V.V., Gavrilov A.N., Leonov Yu.K., Arzamasov V.L., Mikhailov V.V., Skvortsov Yu.G. Sovremennaya tekhnologiya ochistki neftyanykh skvazhin ot parafina [Modern Technology of Well-Bore Cleaning from Wax Deposits]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 1998, No. 4, pp. 55-57. [in Russian].

16. Belyaev Yu.A., Belyaev V.A., Avakov A.R., Potapov A.R., Borisov V.Yu. *Sposob obrabotki skvazhin* [Well Treatment Method]. Patent RF, No. 2072420, 1997. Available at: https://yandex.ru/patents/doc/RU2072420C1_19970127 (accessed 02.11.2020). [in Russian].

17. Belyaev Yu.A., Belyaev V.A., Kovyazin D.M., Nizov V.A. Popykhov N.P. Sorokin A.V. Khoroshilov V.A. Shopov I.I. *Sposob udaleniya asfal'tosmolistykh i parafinogidratnykh otlozhenii* [Method for Removal of Asphalt-Tarry and Paraffin-Hydrated Accumulations]. Patent RF, No. 2028447, 1995. [in Russian]. Available at: https://yandex.ru/patents/doc/RU2028447C1_19950209 (accessed 02.11.2020).

Сведения об авторах

About the authors

Гумеров Рамиль Рустамович, канд. техн. наук, начальник отдела нефтепромысловой химии ООО «Салым Петролеум Сервиз Б.В.», г. Москва, Российская Федерация

Ramil R. Gumerov, Candidate of Engineering Sciences, Head of Oilfield Chemistry Department, Salym Petroleum Service B.V. LLC, Moscow, Russian Federation

e-mail: guram87@gmail.com

Рахимов Марат Наврузович, д-р техн. наук, профессор кафедры «Технология нефти и газа», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Marat N. Rakhimov, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Technology of Oil and Gas Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: rmni@mail.ru

Сахибгареев Самат Рифович, аспирант факультета общенаучных дисциплин, УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Samat R. Sakhibgareev, Post-Graduate Student of General Scientific Disciplines Faculty, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: samat.sax2014@yandex.ru