

Повышение эффективности химических методов при удалении АСПО в нефтепромысловых трубопроводных системах (на примере Киенгопского месторождения)

А.Н. Блябляс

аспирант

sas5939@yandex.ru

Институт механики Уральского отделения РАН,
Ижевск, Россия

На территории Удмуртской Республики промышленная добыча нефти ведется уже более 50 лет. Продолжительная разработка месторождений постепенно приводит к снижению температуры пласта, обводнению скважинной продукции и утяжелению углеводородного состава нефти. На сегодняшний день существует множество технологий удаления и предотвращения образования АСПО, и, безусловно, каждая из них обладает своими достоинствами и недостатками. К сожалению, ни один из существующих способов ингибирования не может полностью исключить образование отложений, а может лишь увеличить межочистной период объекта обслуживания. Основная цель исследования — поиск эффективного способа для удаления отложений АСПО с ГНО, лифта НКТ и нефтесборных трубопроводных систем, позволяющего сократить время на проведение обработки и расход химического реагента.

Материалы и методы

Экспериментальные и численные методы, выполненные с помощью систем автоматизированного проектирования ANSYS и ASPEN HYSYS.

Ключевые слова

растворитель, ТХО, комбинированный способ, повышение эффективности, растворяющая способность, удаление АСПО

Месторождения ОАО «Удмуртнефть» находятся на поздней стадии разработки и характеризуются высокой обводненностью продукции (до 99%). Кроме того, нефть Удмуртии отличается повышенной вязкостью, высоким содержанием серы, асфальтенов, смол и парафинов (таб. 1).

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на глубинно-насосном оборудовании (ГНО), колонне насосных труб и в промысловых нефтепроводах — одна из ключевых проблем нефтедобывающих предприятий, прошедших этап добычи «легкой» нефти. Доля скважин, потенциально осложненных АСПО, превышает 50% действующего добывающего фонда ОАО «Удмуртнефть» (рис. 1).

К осложненному фонду (ОФ) относятся скважины, имеющие отказ по определенному виду осложнения за два предыдущих года (24 месяца).

АСПО начинают образовываться в нефти на стадии подъема жидкости на поверхность, если её температура ниже температуры насыщения парафиновыми веществами.

Выделившиеся из нефти асфальтены, сорбализуясь со смолами и парафинами, образуют отложения на ГНО, лифтах скважин, выкидных линиях и нефтесборных коллекторах (таб. 2). При среднем содержании парафинов в нефтепродуктах — 3,2%, температура насыщения парафином составляет 18–20°C.

В зависимости от содержания основных компонентов, входящих в состав отложений, АСПО классифицируют на типы [1]:

- 1) Асфальтеновый — $P/(A+C) < 1$;
- 2) Парафиновый — $P/(A+C) > 1$;
- 3) Смешанный — $P/(A+C) \sim 1$.

Известно [2], что наибольшей эффективностью при удалении АСПО обладают углеводородные растворители — композиционные смеси ароматических и алифатических углеводородов. В то же время, растворитель АСПО — один из самых дорогостоящих химических реагентов в нефтехимии, что в значительной мере удорожает процесс депарафинизации объектов обслуживания.

На сегодняшний день одним из эффективных химических методов для удаления АСПО в ОАО «Удмуртнефть» является использование растворителей известных марок. На основании опытно-промысловых испытаний определена минимально эффективная дозировка растворителя, равная 500 кг/опер., с последующей продавкой через насос промысловым агрегатом и выдержкой в насосе и колонне труб НКТ на время взаимодействия с растворителем.

Основным недостатком данной технологии является ухудшение растворяющей способности реагента в зоне статического контакта с отложением АСПО после остановки насоса. Время контакта растворителя и отложений занимает длительное время и может достигать 24 и более часов. Чем больше время статического контакта, тем ниже скорость растворения АСПО (рис. 2).

Эффективность растворителя по отношению к углеводородной фазе должна быть не менее 95%, однако испытуемый растворитель в лабораторных условиях не обеспечил требуемый уровень удаления АСПО (таб. 3). Определение скорости растворения образцов АСПО в растворителе длилось на протяжении 6 ч при 20°C в соотношении «Растворитель : АСПО» = 10:1.

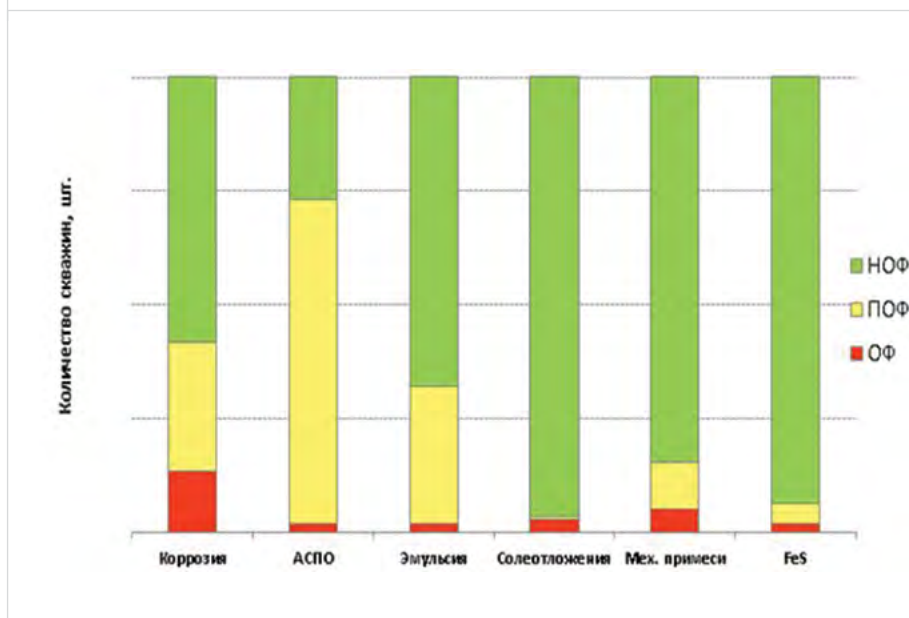


Рис. 1 — Структура осложненного фонда ОАО «Удмуртнефть»

Fig. 1 — Problematic stock structure in OAO Udmurtneft

Наиболее распространенная и в значительной мере более дорогая технология обработки скважины растворителем подразумевает закачку реагента в затрубное пространство в объеме 1–1,5 м³, после чего производится переобвязка скважины по схеме «затрубное пространство — НКТ». Скважина переводится на режим «самоциркуляции» в течение 4–10 ч. Продукты обработки после выдержки растворителя направляются в выкидную линию. При проведении работ по данной схеме происходит циркуляция свежего агента в зоне контакта «растворитель — АСПО». Так как объем используемого растворителя достаточно велик, в зону контакта постоянно поступает свежий растворитель.

Отличительной особенностью данного способа удаления АСПО является высокая стоимость обработки, так как стоимость растворителей АСПО колеблется в диапазоне от 70 до 140 тыс. руб. за тонну. Кроме того, данным способом невозможно оперативно восстановить работу ГНО при «жестком заклинивании» и «подплывании штанг» без бригады КРС, ввиду малого объема закачиваемой жидкости.

АСПО месторождений Удмуртии характеризуются тугоплавкостью из-за смешанного типа и повышенного содержания смол и асфальтенов. Термохимическая обработка (ТХО) в полной мере не обеспечивает разрушение структуры и вынос асфальтеновых компонентов.

С целью повышения эффективности обработки глубинно-насосного оборудования и лифта скважины от АСПО, снижения минимально эффективной дозировки реагента, а также сокращения времени на проведение операции, предлагается комбинация методов динамической термохимической обработки (ТХО) пресной горячей водой с циклической закачкой углеводородного растворителя (РА) с последующей «продавкой» водным раствором. Попеременная циркуляция объемов теплоносителя и растворителя в скважинах с невысоким динамическим уровнем над приемом насоса, будет способствовать прогреву колонны труб НКТ, повышению температуры растворителя, активному плавлению АСПО и выносу продуктов в выкидную линию.

Элемент новизны заключается в разработке нового способа удаления АСПО с ГНО за счет комбинации существующих методов

термохимической обработки водными растворами и растворителями парафиноотложений. Использование разработанной технологии позволит повысить эффективность удаления АСПО при эксплуатационных, транспортных ограничениях и ограничениях инфраструктуры. Достоверность теоретических результатов подтверждается экспериментальными данными.

Сущность метода состоит в осуществлении закачки пресной горячей воды объемом 8–10 м³ и температурой 70°C, отобранного со стационарного пункта набора горячей воды в затрубное пространство скважины с помощью цементировочного агрегата ЦА-320 (рис. 3). Данный объем жидкости и температура достаточны для прогрева стенки НКТ на глубину до 600 м, а также подплавления и выноса парафиновых составляющих АСПО. Прогрев колонны НКТ осуществляется в процессе закачки горячей воды в затрубное пространство скважины. В данном процессе отсутствует необходимость полного заполнения затрубного пространства горячей водой в полном объеме — этим и вызван низкий расход теплоносителя.

Плотность при T-20°C	Кинематическая вязкость при T-20°C	Динамическая вязкость при T-20°C	Массовая доля серы	Массовая доля парафина	Массовая доля смол	Массовая доля Асфальтенов	Температура плавления парафина	Температура застывания
кг/м ³	мм ² /с	мПа·с	%	%	%	%	°C	°C
897,7	47,72	42,84	3,28	5,6	19	3,6	58	-18

Таб. 1 — Свойства пластовой нефти на Киенгосском месторождении
Tab. 1 — Crude oil properties, Kiengopskoye oilfield

Параметр	Обводненность, %	Температура плавления парафина, °C	Содержание, %			
			Асфальтенов	Смол	Парафинов	Мех.примесей
Значение	0,03	58,8	6,6	12,9	38,6	3,24

Таб. 2 — Характеристика образца АСПО со скв. 3615 Киенгосского месторождения
Tab. 2 — Specification of the paraffin sample, recovered from well 3615, Kiengopskoye oilfield

Моющая способность растворителя, %	Диспергирующая способность растворителя, %	Растворяющая способность растворителя, %
34,8	6,8	27,9

Таб. 3 — Эффективность растворения АСПО растворителем Obsenol RM 45
Tab. 3 — Combined technique of thermochemical and solvent treatment of paraffin and asphaltene deposits

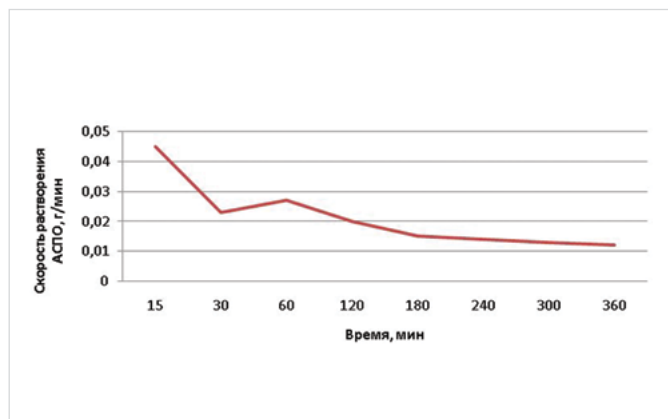


Рис. 2 — Скорость растворения пробы АСПО со скв. 3615 Киенгосского месторождения растворителем Obsenol RM 45

Fig. 2 — Specification of the paraffin sample, recovered from well 3615, Kiengopskoye oilfield

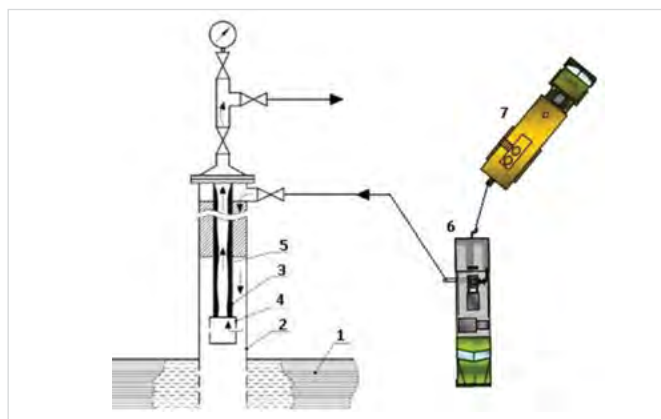


Рис. 3 — Комбинированная технология проведения «ТХО — РАСПО»
1 — пласт, 2 — обсадная колонна, 3 — колонна НКТ, 4 — насос, 5 — АСПО, 6 — ЦА-320, 7 — АЦН

Fig. 3 — Combined technique of thermochemical and solvent treatment of paraffin and asphaltene deposits
1 — formation, 2 — casing, 3 — tubing string, 4 — pump, 5 — wax buildup, 6 — CA-320 cementing truck, 7 — ACN field tank truck

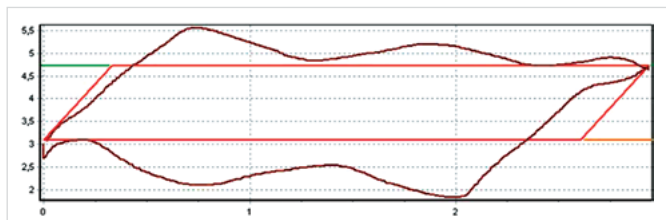


Рис. 4 — Показания динамографа от 02.07.2017
Fig. 4 — Dynamograph readings as of 07/02/2017

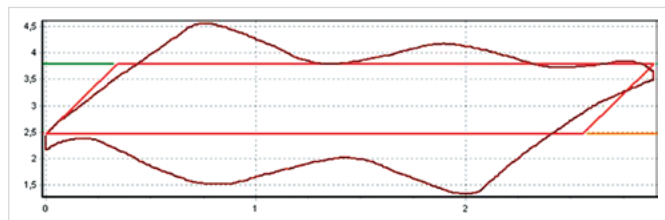


Рис. 5 — Показания динамографа от 03.07.2017
Fig. 5 — Dynamograph readings as of 07/03/2017

После прокачки теплоносителя по затрубному пространству скважины цементировочный агрегат ЦА-320 прекращает работу, а в затрубное пространство осуществляется закачка растворителя с последующей продавкой водным раствором на прием насоса. Растворитель не успевает подняться вверх по потоку жидкости из-за разности плотностей в связи с тем, что продавка осуществляется на 4 передаче насосного агрегата, с расходом жидкости до 26 л/сек.

Известно [3], что при повышении температуры растворителя, возрастает его растворяющая способность. В процессе прохождения прогретого межколонного пространства повышается температура растворителя, что, безусловно, положительно отражается на эффективности обработки.

С помощью работы ГНО растворитель поднимается по лифту скважины, обеспечивая растворение, отмыв и вынос тугоплавких парафиновых составляющих, смол и асфальтенов. В случае, если производительность насоса превышает более 20 м³/сут., после попадания растворителя на прием, ГНО останавливается для «выдержки» растворителя в

насосном оборудовании и лифте скважины в течение 30–60 минут.

Данная технология позволит снизить затраты на химический реагент за счет замещения части объема растворителя теплоносителем, кроме того, благодаря эффекту «большеобъемной» ТХО, технология позволит оперативно восстанавливать работоспособность скважины при «жестком заклинивании» от механических примесей и при эффекте «подплывания» полированного штока, а также снизить потери нефти во время отсутствия отбора жидкости из пласта, при продолжительной циркуляции порции растворителя в режиме «самоциркуляция».

Для подбора оптимального объема теплоносителя и растворителя, который бы универсально подходил для большинства скважин ОАО «Удмуртнефть», средствами автоматизированного проектирования (САПР) Aspen HYSYS было смоделировано циклическое движение теплоносителя в виде горячей пресной воды и углеводородного растворителя типа «Эфрил-317Д», «Пралты НК-3У» с плотностью 760–900 кг/м³д.

На основании математического моделирования установлено, что для удаления

отложений АСПО толщиной до 6 мм (преимущественно парафинового ряда) при средних глубинах скважин 600 м, достаточным будет являться объем ТХО — 10 м³ с последующей закачкой и продавкой растворителя 200–350 ял/опер. При производительности насоса до 20–40 м³/сут. время реакции растворителя-теплоносителя в насосе и лифте НКТ составляет 20–40 мин, что является достаточным.

Описание процесса растворения АСПО выполнено при помощи уравнения Ерофеева – Колмогорова: $\alpha = 1 - e - k\eta$ где α — степень растворения АСПО; k — постоянная, определяющая константу скорости растворения; η — постоянная, определяющая характер процесса: при $n < 1$ — диффузионный процесс; $n > 1$ — кинетический процесс; $n = 1$ — скорость химического взаимодействия сопоставима со скоростью диффузии.

Перевод константы скорости реакции в размерность (мин) осуществлен по способу Саковича.

Анализ экономической эффективности применяемых технологий приведен в таб. 5.

Анализ показывает, что проведение предлагаемой технологии экономичнее по сравнению с другими применяемыми методами

Тип отложений АСПО	Средний МОП, сут.	Диаметр НКТ, мм	Толщина стенки, мм	Средняя глубина ГНО, м	Толщина отложений, мм	Скорость закачки ЦА-230 ТХО, л/сек	Температура воды ТХО, °С	Объем ТХО, м ³	Внутренний объем 1 м НКТ/л
П/С	60	73	5,5	1100–1250	5–9	(1)-1,7 (2)-3,2 (3)-6	65–70	8–10	3,02

Таб. 4 — Исходные данные для расчета в САПР ASPEN HYSYS
Tab. 4 — Basic data for ASPEN HYSYS CAD software

Технология	Объем техники для проведения работ, ед	Стоимость услуг по проведению обработки, тыс. руб./опер.	Вид реагента	Объем затрачиваемых растворов, т/т	Средняя стоимость химии, тыс. руб./т	Стоимость проведения операции, тыс. руб.
ТХО	4	30	Вода+ ингибитор АСПО	30/0.06	70	35
Растворитель	1–2	5	Растворитель	0.5	90	45
ТХО+Растворитель	2	15	Вода+растворитель	10/0.2	90	33

Таб. 5 — Анализ экономической эффективности применяемых технологий
Tab. 5 — Cost-effectiveness analysis of applied techniques

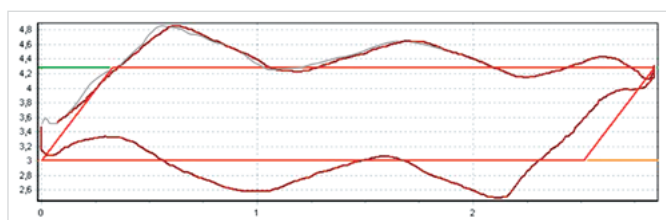


Рис. 6 — Показания динамографа от 29.07.2017
Fig. 6 — Dynamograph readings as of 07/29/2017

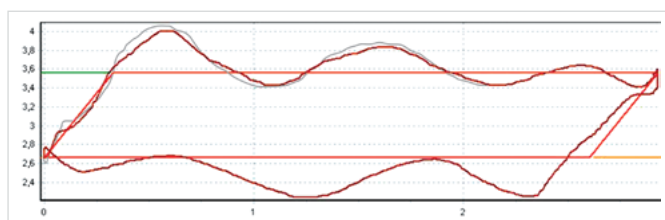


Рис. 7 — Показания динамографа от 30.07.2017
Fig. 7 — Dynamograph readings as of 07/30/2017

на сегодняшний день. Происходит снижение объемов использования химических реагентов (по сравнению с обработкой растворителем) и снижение количества задействованных транспортных средств (по сравнению с ТХО).

Экспериментальная часть

Апробация предлагаемой технологии проводилась на добывающей скважине №479 Киенгопской месторождения. Осложняющий фактор — АСПО;

Вид обработки — растворитель Obsenol RM 45; Объем закачки при стандартной обработке — 500 кг/опер.;

Технология обработки — «Продавка в ГНО и статическая выдержка»;

Время обработки — 4–6 ч;

Межочистной период — 30 сут.;

Рабочие нагрузки на головку балансира — 4,0–4,2 т.

В связи с интенсивным отложением АСПО, исследования фиксируют регулярный рост нагрузок.

02.07.2017 — динамограф зафиксировал рост нагрузок на головку балансира до 5,5 т (рис. 4).

03.07.2017 — проведена обработка растворителем в объеме 500 кг/опер., с продавкой в насос и статической выдержкой в течение 4 ч.

03.07.2017 — динамограф зафиксировал снижение максимальных нагрузок с 5,5 до 4,5 т (рис. 5).

В связи с остановкой ГНО на время взаимодействия с растворителем (4 ч), объем не добытой нефти составил 1,5 т. После обработки нагрузки снизились до 4,5 т.

29.07.2017 — зафиксирован рост нагрузок на ГБ до 4,8 т (рис. 6), запланирована и проведена внеочередная обработка с опережением графика по технологии «ТХО-РАСПО».

30.07.2017 — динамограф зафиксировал снижение максимальных нагрузок с 4,8 до 4,0 т (рис. 7).

Во время проведения обработки «ТХО-РАСПО», простоя ГНО не возникло.

Подбор наиболее эффективных дозировок, марок реагента и скорости удаления АСПО может быть выделен в отдельную задачу.

Итоги

Разработана технология удаления АСПО, позволяющая повысить эффективность обработки, а также сократить время на обработку объекта и выполнить очистку без остановки насосного оборудования.

На основании математического моделирования установлено, что для удаления отложений АСПО толщиной до 6 мм (преимущественно парафинового типа) при средних глубинах скважин 600 м, достаточным будет являться объем ТХО — 10 м³ с последующей закачкой растворителя 200–350 л/опер.

Экспериментально в промысловых условиях подтверждена работоспособность

технологии применения термохимической обработки совместно с растворителем парафиноотложений.

Выводы

На конкретном объекте доказано, что эффективность применения технологии «ТХО-РАСПО» на 11,5% выше и дешевле действующей технологии с использованием пресной воды.

Разработанная технология замещения 50% части растворителя теплоносителем позволит сократить затраты на проведение операций по удалению АСПО.

Список литературы

1. Миллер В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений из высокообводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии). Дис...кандидата химических наук. М.: РГУ, 2016. 196 с.
2. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. 2011. №1. С. 268–284.
3. Иванова Л.В., Кошелев В.Н. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы // Нефтегазовое дело. 2011. №2. С. 257–268.

Enhanced treatment and removal of paraffin wax and asphaltene deposits from oilfield pipelines (through the example of Kiengopskoye field)

UDC 622.276

Author:

Alexander N. Blyabiyas — graduated student; sas5939@yandex.ru

Institute of mechanics of Ural branch of RAS, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

Commercial oil production in the Udmurt Republic has been going on for more than 50 years. Continuous development of oilfields has gradually reduced reservoir temperature, increased water cut and made oil composition heavier. Nowadays there are many technologies aimed at prevention and removal of paraffin wax and asphaltene deposits, and each of them certainly has its benefits and drawbacks. Unfortunately, none of the existing inhibitor solutions can fully prevent wax buildup. In fact, such inhibitors only help to increase intervals between treatments. Key research objective implies the search for efficient removal of paraffin wax buildup from downhole pumping equipment, production tubing and gathering pipelines in a way that would ensure quicker treatment and smaller amount of chemicals used.

Materials and methods

Experimental and numerical methods based on ANSYS and ASPEN HYSYS CAD software.

Results

The technology for removal of paraffin wax and asphaltene deposits has been developed. It has helped to cut the time of treatment procedure and perform clean-up without shutting the pumps down. Based on math modelling, it has been found that removal of 6 mm thick deposits (mainly paraffin) at an average well depth of 600 m would require thermochemical treatment in the amount of 10 m³ with further injection of 200–350 liters of solvent per operation. Field application of the procedure has proved the efficiency of the thermochemical and solvent treatment technique in removing paraffin wax deposits.

Conclusions

As exemplified by the use in the given field, thermochemical and solvent treatment method for removal of paraffin wax and asphaltene deposits is by 11.5% cheaper and more efficient, as compared to the existing fresh water technique. The developed technique of replacing of 50% of solvent with heat transfer fluid will allow to cut costs, attributed to removal of paraffin wax and asphaltene buildup.

Keywords

solvent, thermochemical treatment, combined method, enhanced efficiency, solvent power, removal of paraffin wax and asphaltene deposits

References

1. Miller V.K. *Kompleksnyy podkhod k resheniyu problemy asfal'tosmoloparafimovyykh otlozheniy iz vysoko obvodnennykh neftey (na primere neftey mestorozhdeniy Udmurtii)* [Complex approach to solve problem of asphaltene sediments in high water cut oil (on the example of Udmurt fields oil)]. Dissertation thesis. Moscow: Gubkin Russian state university of oil and gas, 2016, 196 p.
2. Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. *Asfal'tosmoloparafimovyye otlozheniya v protsessakh dobychi, transporta i khraneniya* [Asphaltene-resin-paraffin deposits in the processes of oil production, transportation and storage]. Oil and gas business, 2011, issue 1, pp. 268–284.
3. Ivanova L.V., Koshelev V.N. *Udalenie asfal'tosmoloparafimovyykh otlozheniy raznoy prirody* [Removal of asphaltene-resin-paraffin deposits of different genesis]. Oil and gas business, 2011, issue 2, pp. 257–268.