

УДК 622.276

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНГИБИТОРЫ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫХ И ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Фарлеева А.Ф., Гараськина М.Н., Сидоров Г.М., Грохотова Е.В., Габдулхаков Р.Р.

*ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа,
e-mail: Faralina@yandex.ru*

В статье представлены результаты исследований в области поиска новых высокоэффективных способов защиты поверхности скважин и трубопроводов от асфальто-смолопарафиновых отложений путем введения составов, ингибирующих их образование, на основе модифицирующих, моющих и смачивающих присадок. Приведены результаты исследования эффективности экспериментальных образцов. Показано, что экспериментальные ингибиторы проявляют высокую активность по отношению к отложениям парафинового типа и могут быть успешно использованы для защиты внутренней поверхности скважин и интенсификации процессов нефтедобычи. В результате проведенных исследований установлена высокая ингибирующая эффективность α -олефинов в смеси с парафином по отношению к отложениям парафинового типа. Ингибирующая эффективность α -олефинов объясняется их повышенной адсорбционной способностью к поверхности АСПО за счет наличия двойной связи. По принципу действия ингибиторы данного типа отнесены к реагенту модифицирующего типа. Ингибирующие свойства щавелевой кислоты объясняются их повышенной адсорбционной активностью к поверхности металлов, работая по механизму реагентов смачивающего действия. Малеиновый ангидрид относится к типу ингибитор-модификатор, который направлен на изменение кристаллической структуры парафина в момент возникновения твердой фазы. Этилгексанол можно классифицировать как моющую составляющую, так как ее действие сводится в основном не к растворению составляющих АСПО, а к их диспергированию и отмыву. Также на эффективность ингибирования были проверены индивидуальные компоненты: α -олефины (гексен-1 и октен-1), олеиновая кислота, алкилароматические углеводороды. Полученные результаты могут быть использованы для защиты скважин от АСПО парафинового типа в условиях, где использование традиционных ингибиторов АСПО, механических, либо термических методов невозможно, вследствие их низкой эффективности.

Ключевые слова: комплексные ингибиторы, асфальто-смолисто-парафиновые отложения, отложения парафинового типа, α -олефины, метод «холодный стержень»

INTEGRATED INHIBITORS FOR REMOVING ASPHALT AND PARAFFIN SEDIMENTS TARRY

Farleeva A.F., Garaskina M.N., Sidorov G.M., Grokhotova E.V., Gabdulkhakov R.R.

Federal State Budgetar Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, e-mail: Faralina@yandex.ru

The paper presents the results of research in the field of search for new highly efficient ways to protect the surface from wells and pipelines asphalt-smoloparafinovyyh deposits through the introduction of convoys, inhibiting their formation, based on modifying, detergents and wetting additives. Shows the results of a study of the effectiveness of the experimental samples. It is shown that the experimental inhibitors have been very active in relation to deposits of paraffin type and can be successfully used to protect the inner surface of the wells and the intensification of oil production. As a result of the researches high efficiency α -olefins inhibiting mixed with paraffin in relation to deposits of paraffin type. Inhibiting the effectiveness of α -olefins due to their high surface adsorption ability to AFS by the presence of double bonds. On the principle of operation of this type have been attributed to the inhibitors reagentu modifying type. Inhibiting properties of oxalic acid are attributable to their high adsorption activity to metal surfaces, working on the mechanism of reagents wetting action. Maleic anhydride is of type inhibitor-modifier that focused on change of crystal structure of paraffin at the time of the solid phase. Ethylhexanol can be classified as washing component, because its effect is limited largely to the dissolution of the constituent AFS and their effect and otmyvu. Also at the effectiveness of inhibition of individual components were tested: α -olefins (Hexen-1 and octene-1), oleic acid, alkylaromatic hydrocarbons. The results obtained can be used to protect wells from AFS paraffin type in environments where traditional inhibitors of AFS, mechanical or thermal methods cannot, due to their low efficiency.

Keywords: integrated inhibitors, asphalt-resinous-paraffin deposits, deposits of paraffin type, α -olefins, the method of «cool Web»

Как показывает практика, основными объектами, в которых наблюдается образование отложений парафина, являются скважинные насосы, насосно-компрессорные трубопроводы (НКТ), выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности

подъемных труб скважин и транспортных трубопроводов, что приводит к повышению давления в линии при перекачке, вследствие снижения полезного сечения диаметра трубопровода, к росту гидравлического сопротивления, коррозии, увеличению расхода на электроэнергию и другим дополнительным расходам при эксплуатации и обслужива-

нии оборудования. Поэтому создание многофункциональных ингибиторов защиты от коррозии и удаления асфальто-смоло-парафиновых отложений на основе различных по химической природе исходных реагентов является самым перспективным направлением с точки зрения экономики [3, 7–10].

Цель исследования: испытание эффективности комплексных ингибиторов АСПО парафинового типа. В настоящее время с целью сокращения расходов на проведение обработки скважин комплексными растворителями, перехода от количества к качеству, выбрано новое направление – поиск и создание комбинированных ингибиторов предотвращения и удаления асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в соответствии с существующими технологическими режимами работы скважин, свойствами и составом высокомолекулярных отложений АСПО в НКТ и резервуарах. С этой целью выполняется комплексный анализ влияния олефинов и органических эфиров на отложения асфальто-смолопарафинов асфальтенового типа, сравнительный анализ технологий по предупреждению и удалению АСПО [4–6].

Наиболее длительным и сложным этапом разработки нефтепромысловых реагентов и ингибиторов образования АСПО является их испытание. Оно требует наибольших затрат времени и средств, поэтому от наличия оптимальных методик, высокоточного оборудования и уровня квалификации персонала, их применения часто зависит успех всей разработки [1, 2, 8]. Иногда эффективность применяемых ингибиторов низкая и связана она с тем, что в России производят ограниченный ассортимент ингибиторов АСПО, а зарубежные аналоги имеют высокую стоимость и не всегда доступны. Создание многокомпонентных ингибиторов на основе различных по химической природе исходных реагентов на сегодняшний день является самым перспективным направлением с точки зрения экономики.

В статье представлены результаты исследования эффективности комплексных ингибиторов АСПО парафинового типа.

Исследования эффективности экспериментальных ингибиторов по предотвращению отложения АСПО из нефти проводились методом «холодный стержень» в совокупности с гравиметрическим методом. Метод основан на образовании АСПО из нефти на охлаждаемых металлических трубках, с последующим подогревом трубок путем пропускания через них горячего теплоносителя и определении количества выкристаллизовавшегося АСПО взвешива-

нием на лабораторных весах. На рис. 1 изображена установка оценки эффективности ингибиторов методом «холодный стержень», разработанная в г. Казани.



Рис. 1. Установка для оценки эффективности ингибиторов парафиноотложений

Состав АСПО зависит от свойств и состава исходной нефти и условий образования. Точное значение состава АСПО имеет практическое значение для определения оптимальных методов борьбы с ними, в частности для выбора химических реагентов.

В связи с этим первым этапом работы являлось определение, к какому типу относятся исследуемые образцы нефти Кулгинского и Грозненского месторождений, для этого было необходимо провести опыт на установке фракционирования АРН согласно ГОСТу 2177-99, на которой легкая часть удалялась путем перегонки. Далее полученный тяжелый остаток был проанализирован на групповой состав на хроматографе градиент-М. Результаты двух опытов представлены в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Фракционный состав исследуемых нефтей

Показатель	Нефть Кулгинского месторождения	Нефть Грозненского месторождения
НК	43 °С	63 °С
5%	70 °С	84 °С
10%	89 °С	103 °С
20%	118 °С	127 °С
30%	143 °С	158 °С
40%	180 °С	195 °С
50%	218 °С	229 °С
66%	300 °С	273 °С
70%	–	300 °С
Остаток	34%	30%

Таблица 2

Групповой углеродный состав остатков исследуемых нефтей

Наименование месторождения	Парафино-нафтеновые, %	Легкая ароматика, %	Средняя ароматика, %	Тяжелая ароматика, %	Смолы I, %	Смолы II, %	Асфальтены, %
Кулгинское	34,4	21,0	10,4	22,7	5,0	5,1	1,3
Грозненское	70,6	10,2	6,5	8,6	1,3	2,8	0

В определении группового состава нефти была положена методика основанная на принципах жидкостно-адсорбционной хроматографии с градиентным вытеснением и предназначенная для определения группового состава тяжелых нефтепродуктов, битумов, гудронов, крекинг-остатков, асфальтенов и т.п. с поэтапным разделением на семь групповых компонентов: парафино-нафтеновые углеводороды, легкие, средние, тяжелые ароматические углеводороды, смолы I, смолы II и асфальтены. Определение групп компонентов проводится в едином хроматографическом процессе длительностью 40–60 минут в зависимости от исследуемого образца. Количество продукта для одного анализа не превышает 2 мг. Хроматограф комплектуется программным обеспечением, которое позволяет автоматически обрабатывать хроматограммы и рассчитывать компонентный состав в массовых процентах.

Исследуемые образцы нефти Кулгинского и Грозненского месторождений относятся к парафиновому типу, так как содержание предельных высокомолекулярных углеводородов превышает 34,4 %.

Таким образом, зная тип нефти, можно, исходя из общей теории растворимости, заранее определить направления поиска эффективных ингибиторов из имеющегося ассортимента. Выбираются ингибиторы исходя из химического состава – с большим содержанием ароматических или алифатических углеводородов. Применяются многокомпонентные ингибиторы, в состав которых входят ароматические углеводороды, которые растворяют смолы, но не растворяют асфальтены и парафины. Могут входить парафиновые углеводороды для растворения парафинов и церезинов, нафтеновые и непредельные углеводороды с высокой температурой кипения, которые растворяют смолы и парафины.

Ингибитор действует следующим образом: он растворяет связующий агент (смола), в результате образуются отдельные агломераты асфальтенов и парафинов, дальнейшее растворение их зависит от состава растворителя. Поэтому очень важно для правильного подбора ингибитора определить групповой состав остатка нефти.

Также параллельно опытам определения типа нефти были проведены исследования физико-химических свойств нефти Кулгинского и Грозненского месторождений, таких как плотность, определение температур застывания и насыщения нефти парафинами. Результаты представлены в табл. 3.

Таблица 3

Физико-химические свойства исследуемых образцов нефти

Показатели	Нефть Кулгинского месторождения	Нефть Грозненского месторождения
Температура застывания, °C	+ 5	– 10
Температура насыщения нефти парафинами, °C	+ 24	+ 13
Плотность, кг/м³	801	805

Температура застывания определялась на автоматическом приборе TANAKA модель «MPC-102S», который соответствует ASTM D6749. Метод определения заключается в охлаждении без перемешивания нагретого образца, пока он не потеряет текучесть.

Анализ остатков исследуемых образцов нефти проводился на установке дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК). Установка имеет две измерительные ячейки: одна предназначена для исследуемого образца, в другую – ячейку сравнения, помещают тигель с эталоном (инертным, в заданном диапазоне условий вещством, по теплофизическим свойствам близким к образцу). Ячейки конструируют максимально симметрично (одинаковые тигли, одинаковые сенсоры, одинаковое расстояние от нагревателя до сенсора). Экспериментально измеряется временная зависимость разницы температур между ячейкой с образцом и ячейкой сравнения.

Данные по физико-химическим свойствам использовались для подбора температурного режима установки оценки ингибирования методом «холодный стержень». Температура «холодного» стержня выбирается в диапазоне температур ниже

температуры насыщения нефти парафином и выше температуры застывания нефти. Температуру водяной бани, то есть температуру объема нефти, поддерживают при температуре выше температуры насыщения нефти парафинами на 20 °С. Время анализа подбирается эмпирически, то есть после подбора температурного режима образец выдерживается 1, 2 и 4 ч. Затем визуально оценивается внешний вид слоя и путем взвешивания, выбирается то время, при котором было больше отложений. В табл. 4 приведены результаты исследований по подбору временного диапазона. На рис. 2 и 3 показаны как выглядят отложения нефтей Кулгинского и Грозненского месторождений без ингибитора. Согласно результатам проделанных опытов максимальное выпадение отложений наблюдается при анализе продолжительностью 4 ч, поэтому все опыты следует проводить с длительностью 4 ч.

Таблица 4
Подбор временного диапазона

Месторождение	1 ч	2 ч	4 ч
Кулгинское, г	0,02	0,044	0,41
Грозненское, г	0,16	1,5	2

Так же чтобы исключить тот факт, что для подбора температурного режима необходимо принять условия имитации погодных условий для системы добычи и сбора продукции скважины месторождения. Было принято решение принять температуру стержней равной минус 20 °С, что соответствует температуре окружающей среды нефтедобывающего региона (для условий наземной прокладки). Температуру бани – выше температуры насыщения нефти парафинами на 20 °С, что составляет плюс 45 °С. На рис. 3 представлен температурный режим имитации природных условий месторождения. Слой на трубках был образован неравномерно и при поднятии стержней не выдерживал свой вес и стекал обратно в стаканы. Это объясняется тем, что из-за высокого перепада температур в образовании АСПО на стержнях играют главную роль асфальтены и смолы, в присутствии которых происходит кристаллизация парафинов, то есть из раствора выделяются недоразвитые монокристаллы, возникшие из немногих центров кристаллизации. Они приобретают форму древовидных и шарообразных образований, и смолы либо встраиваются в кристаллическую решетку парафина, либо адсорбируются на поверхности его кристаллов, тем самым изменяют форму кристаллов. В результате получают крупные кристаллы неправильной формы, а асфальтены играют

роль стабилизаторов, препятствуя необратимой агрегации. Под действием внешних факторов часть смол десорбируется с поверхности асфальтеновых частиц, в результате чего развиваются процессы необратимой агрегации асфальтенов, приводящие к потере устойчивости частиц в среде и к их отложению на трубках стержней.

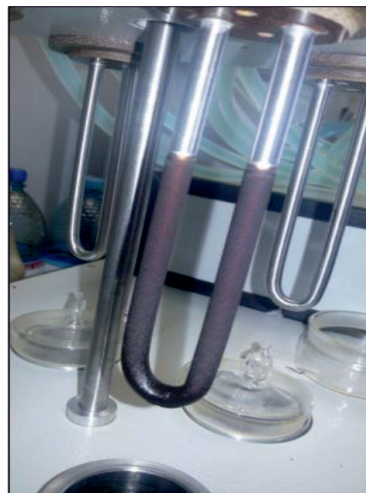


Рис. 2. Подбор температурного режима Кулгинского месторождения

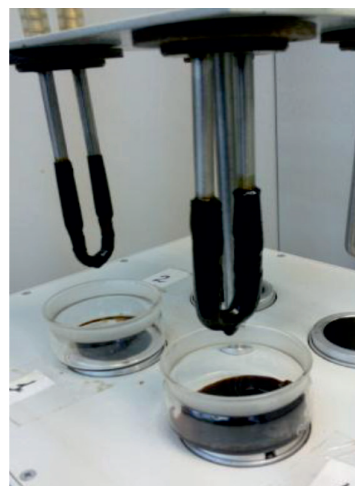


Рис. 3. Режим имитации природных условий

Нефть Грозненского месторождения имеет низкую температуру насыщения нефти парафинами, равна 13 °С. Из этого следует, что на образование отложений требуется большее количество времени, чем то время, которое может дать нам установка «холодного стержня», тогда нами было принято решение об искусственном введении парафина с целью доведения температуры насыщения нефти парафинами до плюс 24 °С (рис. 5).

Образование в нефти кристаллов парафина – новой фазы – возможно, когда нефть как раствор находится в метастабильном, то есть неустойчивом, состоянии, например при пересыщении нефти парафином (рис. 6). Пересыщение возможно при снижении температуры.

Следующим этапом исследований являлось разработка новых комплексных ингибиторов, обладающих эффектом ингибирования образования АСПО, а также оценка их эффективности по показателю степени ингибирования различных высокомолекулярных компонентов нефти.

Новизна данного этапа в том, что впервые показана высокая эффективность комплексного ингибитора на основе парафина в смеси с α -олефинами по отношению к АСПО парафинового типа.

Компоненты для создания ингибиторов подбирались с учетом теоретических знаний и безопасности для экологии, а также простоты создания, то есть путем простого перемешивания и растворения компонентов друг в друге. Физико-химические свойства используемых ингибиторов представлены (табл. 5).

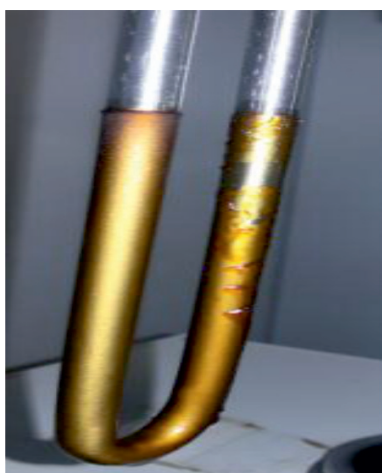


Рис. 5. Вид отложений без добавления парафина



Рис. 6. Вид отложений после добавления парафина

Таблица 5

Физико-химические свойства разработанных ингибиторов

Компоненты	Химическое строение	Физико-химические свойства
Парафин + Гексен-1 Межсезон	$C_{25} + CH_2 = CH-CH_2-CH_2-CH_2-CH_2$	Жидкость светло-желтого цвета. Температура застывания $-21^\circ C$. $\rho = 693 \text{ кг/м}^3$
Парафин + Гексен-1 Арктика	$C_{25} + CH_2 = CH-CH_2-CH_2-CH_2-CH_2$	Жидкость желтого цвета. Температура застывания $-37^\circ C$ $\rho = 682 \text{ кг/м}^3$
Гексен-1	$CH_2 = CH-CH_2-CH_2-CH_2-CH_2$	Прозрачная жидкость. Температура застывания $-139,8^\circ C$ $\rho = 655 \text{ кг/м}^3$
Парафин + Октен-1	$C_{25} + CH_2 = CH-CH_2-CH_2-CH_2-CH_2-CH_2-CH_2$	Прозрачная жидкость. Температура застывания $-24^\circ C$. $\rho = 740 \text{ кг/м}^3$
Октен-1	$CH_2 = CH-CH_2-CH_2-CH_2-CH_2-CH_2-CH_2$	Прозрачная жидкость. Температура застывания $-101,7^\circ C$ $\rho = 715 \text{ кг/м}^3$
Полиалкилбензол	$C_6H_4(CnHn)n$	Желтого цвета жидкость Температура застывания $-70^\circ C$ $\rho = 862 \text{ кг/м}^3$
Щавелевая кислота + Этилгексанол + Малеиновый ангидрид 85%:15%	$C_2O_4H_2 + C_8H_{18}O + C_4H_2O_3$	Желтого цвета жидкость. Температура застывания $-24^\circ C$ $\rho = 837 \text{ кг/м}^3$
Щавелевая кислота + Этилгексанол + Малеиновый ангидрид 90%:10%	$C_2O_4H_2 + C_8H_{18}O + C_4H_2O_3$	Желтого цвета жидкость Температура застывания $-62^\circ C$ $\rho = 816 \text{ кг/м}^3$
Олеиновая кислота	$CH_3(CH_2)_7CH = CH(CH_2)_7COOH$	Желтого цвета жидкость Температура застывания $+7^\circ C$ $\rho = 895 \text{ кг/м}^3$

Важным параметром при создании ингибиторов является температура застывания, поэтому для всех разработанных ингибиторов и индивидуальных компонентов были проанализированы их температура застывания, плотность и цвет. Температура застывания подбиралась эмпирически и имеет широкий диапазон от плюс 7 до минус 139 °С, который можно будет применить даже в суровых условиях Арктики, то есть при низких температурах (в магистральных нефтепроводах, нефтесборных коллекторах), когда происходит дезактивация смолисто-асфальтеновых веществ и возможно выпадение парафино-нафтеновых углеводородов в несвязанном состоянии.

Определение плотности было необходимо для расчета концентрации ингибитора, дозируемую в нефть по формуле

$$V = \frac{\rho}{m},$$

где V – требуемый объем-концентрация дозирования ингибитора, м³;

ρ – плотность ингибитора, г/м³;

m – масса ингибитора, дозируемая в нефть, г.

Ингибирующая способность бинарных композиций была исследована методом «холодного стержня» на нефти Кулгинского и Грозненского месторождений. Степень ингибирования образования АСПО представлена в табл. 6, 7.

Полученные результаты демонстрируют информативность предложенного способа оценки эффективности нефтепромысловых реагентов в целом и ингибиторов образования АСПО в частности. Это позволяет уже на этапе лабораторных испытаний выявлять

наиболее эффективные реагенты. На рис. 7 и 8, в виде диаграммы, отражены показатели максимальной степени ингибирования образования АСПО из табл. 6 и 7.

Согласно полученным данным, эффективность испытанных реагентов можно представить последовательностью для нефти Кулгинского месторождения:

парафин + С₈ > Гексен-1 + парафин Арктика > Гексен-1 + парафин 1:45 межсезон > Гексен-1.

Максимальным эффектом ингибирования, более 50%, обладает комплексный ингибитор на основе неполярного и поляризуемого компонентов при концентрации дозирования 50 мг/л нефти. Это можно объяснить тем, что входящий в состав ингибитора С₈ растворил смолу, оставив отдельные агломераты парафинов и асфальтенов в виде взвеси. Парафиновые углеводороды в свою очередь растворили парафины, нафтеновые и непредельные углеводороды.

Отрицательный эффект ингибирования дает ингибитор на основе индивидуального компонента Гексен-1. Механизм его действия заключается в том, что, растворив связывающий агент (смолу), парафины и асфальтены остались в нефти и тем самым были созданы благоприятные условия для роста их отложений.

Последовательность эффективности ингибиторов для нефти Грозненского месторождения:

С₈ > Щавелевая кислота + Малеиновый ангидрид + Этилгексанол 85:15, Щавелевая кислота + Малеиновый ангидрид + Этилгексанол 90:10, Полиалкилбензол > Олеиновая кислота > С₈ + Олеиновая кислота.

Таблица 6

Степень ингибирования АСПО нефти Кулгинского месторождения композициями реагентов

Ингибитор	50 мг/л	75 мг/л	100 мг/л	200 мг/л	500 мг/л
Гексен-1 + Парафин Межсезон	–	–	– 32%	+ 7%	+ 2%
Гексен-1 + Парафин Арктика	–	–	– 6%	+ 10%	– 6%
Гексен-1	–	–	– 9%	– 11%	– 14%
С ₈ + Парафин	+ 50%	+ 32%	+ 11%	– 25%	– 31%

Таблица 7

Степень ингибирования АСПО нефти Грозненского месторождения с дополнительным добавлением парафина композициями реагентов

Ингибитор	100 мг/л	200 мг/л	500 мг/л
С ₈	+ 5%	+ 38%	+ 22%
Полиалкилбензол	+ 15%	+ 0,02%	– 7%
Щавелевая кислота + Малеиновый ангидрид + Этилгексанол 85:15	– 3%	+ 15%	– 10%
Щавелевая кислота + Малеиновый ангидрид + Этилгексанол 90:10	– 39%	+ 15%	– 55%
Олеиновая кислота	+ 14%	+ 5%	– 7%
Олеиновая кислота + С ₈	– 75%	– 50%	– 88%



Рис. 7. Эффективность реагентов на нефти Кулгинского месторождения

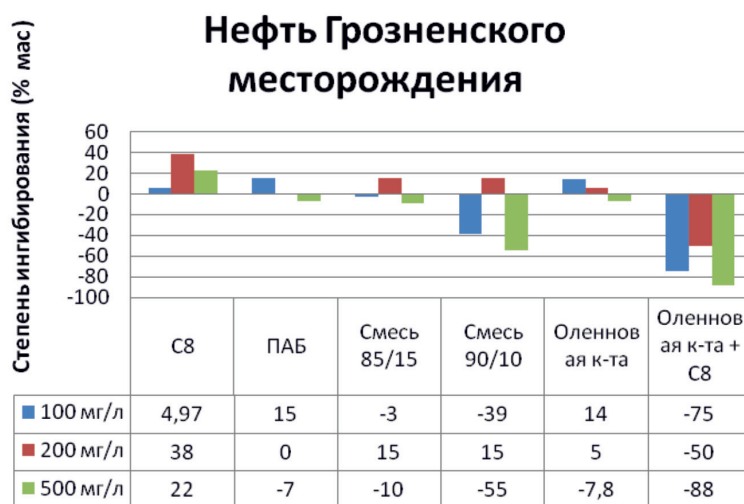


Рис. 8. Эффективность реагентов на нефти Грозненского месторождения

Наибольший эффект ингибирования для данной нефти проявил ингибитор на основе индивидуального компонента C_8 . Одинаковые значения эффективности 15% были зафиксированы у ингибиторов на основе Щавелевая кислота + Малеиновый ангидрид + Этилгексанол 85:15, Щавелевая кислота + Малеиновый ангидрид + Этилгексанол 90:10 и Полиалкилбензол. Данная эффективность недостаточна для внедрения в нефтепромысловое производство.

Худший результат показал ингибитор на основе полярного (олеиновая кислота) и полярного (C_8) компонентов, данный отрицательный показатель можно объяснить тем, что испытуемый ингибитор направлен на удаление полярных компонентов АСПО,

так как нефть высокопарафинистая, удалив смолы из нефти, спровоцировал благоприятные условия для выпадения кристаллов парафина.

Закключение

Таким образом, в результате исследования установлено, что α -олефин C_8 в смеси с парафином проявляют высокую эффективность ингибирования по отношению к АСПО парафинового типа, в сравнении с другими экспериментальными образцами.

При разработке композиций, использованы отечественное сырье и компоненты, что снижает себестоимость производства композиционных ингибиторов образования АСПО на 5–20%, делая их более доступными.

Список литературы

1. Ахметов А.Ф., Нуриажданова В.Ф., Герасимова Е.В. Лабораторная методика определения эффективности растворителей асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) // Башкирский химический журнал. – 2008. – Т. 15, № 2. – С. 161–163.
2. Ахметов А.Ф., Герасимова Е.В., Нуриажданова В.Ф. Анализ лабораторных методик определения эффективности растворителей асфальто-смоло-парафиновых отложений // Башкирский химический журнал. – 2008. – Т. 15, № 1. – С. 65–67.
3. Герасимова Е.В., Ахметов А.Ф., Красильникова Ю.В. Растворители-теплоносители для удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2010. – № 2. – С. 37.
4. Гумеров Р.Р., Кунакова А.М., Рахимов М.Н. Влияние олефинов и органических эфиров на отложения асфальто-смолопарафинов асфальтенового типа // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 3. – С. 759–770.
5. Гумеров Р.Р., Рахимов М.Н., Рагулин В.В. Сравнительный анализ технологий по предупреждению и удалению АСПО и матрица их применения на месторождениях ОАО «Газпром нефть» // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – Т. 9, № 2. – С. 87–90.
6. Кунакова А.М., Файзуллин Р.К., Гумеров Р.Р., Сидоренко В.В., Сулейманов А.Г. Мониторинг солеобразования в скважинном оборудовании и технологии его предупреждения в ООО «Газпромнефть-Хантос» // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 66–67.
7. Маджид А.Я., Рахимов М.Н., Гумеров Р.Р. Система удаления АСПО в резервуарах // Материалы международной конференции «Нефтепереработка-2008». – Уфа: ИНХП, 2008. – С. 356.
8. Хайдарова Г.Р., Исламудинова А.А., Дмитриев Ю.К., Сидоров Г.М., Иванов А.Н. Ингибитор коррозии нефтепромысловых сред // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13, № 4. – С. 249–253.
9. Хайдарова Г.Р., Исламудинова А.А., Дмитриев Ю.К., Сидоров Г.М., Иванов А.Н. Ингибитор коррозии нефтепромысловых сред на основе азотсодержащих соединений и отходов хлорорганического производства // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13, № 4. – С. 163–168.
10. Щербakov Г.Ю., Петухов А.В., Халикова Г.М. Состав для удаления асфальтеносмоло-парафиновых отложений в добывающих скважинах нефтегазоконденсатных месторождений на углеводородной основе // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13, № 2. – С. 80–83.