

Э. Д. Саттарова, С. Е. Плохова, А. А. Елпидинский,
А. А. Гречухина

РАЗРАБОТКА КОМПОЗИЦИОННЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ГЛУБОКОГО ОБЕССОЛИВАНИЯ НЕФТИ

Ключевые слова: Нефть, обессоливание, деэмульгатор, композиция.

В статье рассматривается необходимость применения глубокого обезвоживания и обессоливания нефти, а также известные деэмульгаторы и композиции на их основе в качестве реагентов для глубокого обессоливания нефти на нефтеперерабатывающих заводах. Изучено влияние температуры процесса, рассмотрены результаты обессоливания при повышенной температуре. Рекомендованы наиболее эффективные композиционные составы для процесса обессоливания нефти.

Keywords: Oil, desalination, deemulsifying agent, composition.

The article deals with the need for deep dehydration and desalting of crude oil, also well-known demulsifiers and compositions based on them as reagents for deep oil desalting in refineries. There have been investigations of influence of process temperature, reviewed the results of demineralization at elevated temperatures. Recommended by the most efficient composite structures for the process of desalting crude oil.

Введение

Внедрение интенсивных методов воздействия на пласты с целью повышения их нефтеотдачи привело к росту обводненности добываемых нефтей и изменению состава природных стабилизаторов [1]. Нефть, извлекаемая из скважин, содержит в себе попутный газ, механические примеси и пластовую воду, в которой растворены различные соли, чаще всего хлориды натрия, кальция и магния, реже - карбонаты и сульфаты.

Присутствие пластовой воды в нефти существенно удорожает ее транспортировку по трубопроводам и переработку. С увеличением содержания воды в нефти возрастают энергозатраты на ее испарение и конденсацию (в 8 раз больше по сравнению с бензином).

Присутствие в нефти механических примесей затрудняет ее транспортирование по трубопроводам и переработку, вызывает эрозию внутренних поверхностей труб нефтепроводов и образование отложений в теплообменниках, печах и холодильниках, что приводит к снижению коэффициента теплопередачи, повышает зольность остатков от перегонки нефти (мазатов и гудронов), содействует образованию стойких эмульсий.

Еще более вредное воздействие, чем вода и механические примеси, оказывают на работу установок промысловой подготовки и переработки нефти хлористые соли, содержащиеся в нефти. Присутствие хлоридов щелочных и щелочноземельных металлов - это основной фактор, обуславливающий потенциальное корродирующее действие нефти в процессе ее перегонки. В процессе нефтепромысловой подготовки получают нефть с содержанием воды до 1%, хлористых солей до 900 мг/л, тогда как на переработку допускают нефти, в которых содержание солей не превышает 3-5 мг/л и воды 0,1 % (мас.).

Обессоливание нефти на нефтеперерабатывающих заводах осуществляется на электрообессоливающих установках. Сущность процесса или электрообессоливания нефти заключается в ее сме-

шении с промывной водой и деэмульгатором с последующим отделением соленой воды в электродегидраторах, где под действием переменного электрического поля высокой напряженности в сочетании с повышенной температурой водонефтяная эмульсия разрушается. При этом вода из нефти удаляется вместе с растворенными в ней хлористыми солями.

Эффективность промывки нефти водой и полнота разрушения образующихся водонефтяных эмульсий зависят от ряда технологических факторов, причем одним из основных является применение эффективного реагента-деэмульгатора. Деэмульгатор вытесняет с поверхности глобул воды бронирующую оболочку, состоящую из полярных (входящих в ее состав) компонентов, а также частиц парафина и механических примесей. Они создают на месте вытесненной оболочки новую, но слабо противодействующую слиянию и оседанию капель воды.

Одним из направлений в решении этой задачи является создание эффективных доступных деэмульгаторов путем разработки синергетических композиций на основе неионогенных ПАВ, которые наряду со свойствами присущими отдельным компонентам, входящим в их состав обладают комплексом свойств, являющихся результатом их совместного действия [2].

Условия исследования композиционных составов в процессе обессоливания нефти

Целью исследования был подбор наиболее эффективных композиционных составов для применения на НПЗ с целью глубокого обессоливания нефти и определения влияния добавок на эффективность обессоливания нефти.

При оценке эффективности реагентов и их композиций наиболее важными показателями являлись:

1. динамика отстоя воды от нефти;
2. глубина обезвоживания нефти;
3. содержание солей в обессоленной нефти.

Исследования проводили на искусственно приготовленной (модельной) эмульсии. Предварительно нагретую до 60°C нефть перемешивали с пресной водой (10%) и 1%-ым раствором деэмульгатора в сольвенте (5 г/т). Затем эмульсию помещали в водяную баню на 2 часа, где поддерживалась температура 95°C. Солеосодержание в нефти определяли с помощью лабораторного анализатора АУМ 101М.

Исследования проводились на двух нефтях:

№1 - Нефть с НГДУ «Альметьевскнефть» (безрезовская площадь, девон) после первой стадии обезвоживания с исходным содержанием солей 175 мг/л.

№2 - Нефть с НГДУ «Альметьевскнефть» (безрезовская площадь, девон) после второй стадии обезвоживания с исходным содержанием солей 25 мг/л.

В качестве базовых реагентов использовались Лапрол 6003, Лапрол 4202, Дипроксамин-157 (Д-157). Добавками являлись импортные компоненты деэмульгаторов следующих классов:

- А1 – реагент на основе amino-полиола;
- А2 – реагент на основе оксиалкилированной фенольной смолы;
- А3 – реагент на основе оксиалкилированных/оксипропилированных сшитых блоксополимеров.

Композиции на основе Лапрола-6003 имели шифр 1,2,3 (в зависимости от номера добавки), на основе Лапрола 4202 – 4,5,6, а на основе Дипроксамин-157 – 7,8,9. Для сравнения в тех же условиях был испытан широко применяемый на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) импортный деэмульгатор Дисольван 3359.

Обсуждение экспериментальных данных

В результате проведенных опытов выявлено, что с увеличением исходной минерализации обезвоженной нефти существенно повышается и глубина обессоливания. С увеличением температуры процесса улучшается качество подготавливаемой нефти.

Результаты испытаний при повышенной температуре (95°C) представлены на рисунках 1 и 2.

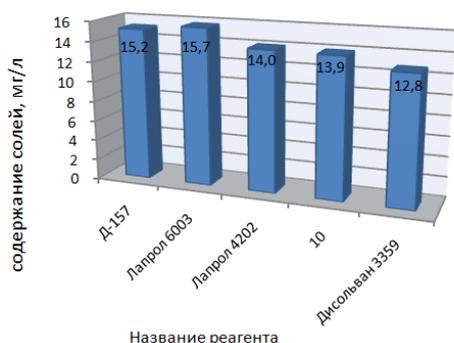


Рис. 1 - Содержание солей после обессоливания нефти №1 базовыми реагентами при температуре отстоя 95°C

По результатам обессоливания нефти №1 при повышенной температуре 95°C можно сделать вывод, что базовые реагенты дают схожие результа-

ты по глубине обезвоживания. Выделилось около 60% введенной пресной воды. Низшее остаточное содержание солей в нефти (рисунок 1) обеспечил реагент сравнения Дисольван 3359 (12,8 мг/л). Из базовых реагентов стоит выделить Лапрол 4202 с содержанием солей 14 мг/л.



Рис. 2 - Содержание солей после обессоливания нефти №1 реагентом Лапрол 6003 и композиция на его основе при температуре отстоя 95°C

Композиции на основе Лапрола 6003 дали более лучшие результаты по обессоливанью, по сравнению с исходным базовым реагентом, у которого содержание остаточных солей составило 15,7 мг/л. Лучшим оказалась композиция под номером 003, полученная при введении добавки А3. Содержание солей при ее использовании снизилось до 8,1 мг/л.

Добавка активных веществ к Лапрол 4202 также улучшает показатели по глубине обессоливания для всех трех композиций. Более глубокое обессоливание оказалось свойственно реагенту 004 (композиция с добавкой А1): содержание солей в обработанной им нефти снизилось до 9,2 мг/л.

Реагент Дипроксамин-157 и композиции на его основе дали идентичные результаты по динамике отстоя воды и глубине обезвоживания, которая во всех случаях достигла 60%. Добавление к Дипроксамину-157 активных компонентов А1 и А3 снижает солеосодержание в обессоленной нефти почти в 2 раза: от 15,2 до 7,5 и 7,9 мг/л соответственно.

Отдельные результаты по обессоливанью нефти №2 с низким содержанием солей при температуре 95°C представлены на рисунках 3 и 4.

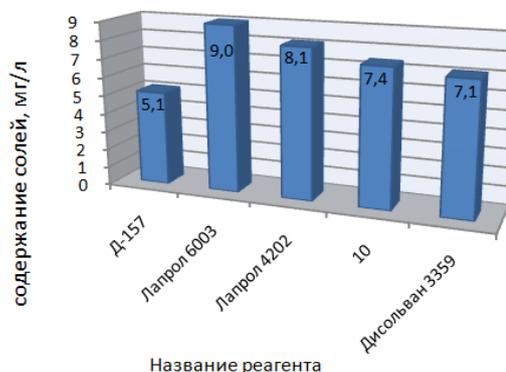


Рис. 3 - Содержание солей после обессоливания нефти №2 базовыми реагентами при температуре отстоя 95°C



Рис. 4 - Содержание солей после обессоливания нефти №2 реагентом Лапрол 4202 и композициями на его основе при температуре отстоя 95°С

Базовые реагенты отличаются друг от друга по глубине обезвоживания и глубине обессоливания. Наибольшее снижение по солям оказалось при применении базового реагента Дипроксамин-157 (5,1 мг/л). У эталонного реагента Дисольвана 3359 этот показатель составил 7,1 мг/л. В дальнейшем, при введении добавок А2 и А3 к Дипроксамину-157 отмечается ухудшение эффекта по обессоливанию нефти, а использование добавки А1 практически никак не влияет на эффективность соответствующей композиции.

Аналогичная картина наблюдается для композиций на основе Лапрола 6003. Если при применении базового реагента содержание остаточных солей снижается до 9 мг/л, то для композиций № 1,

2, 3 оно составляет, соответственно, 9,7 мг/л, 10,4 мг/л и 9,0 мг/л. То есть принципиального улучшения глубины обессоливания не происходит.

Для композиций на основе Лапрол 4202 глубина обезвоживания увеличилась незначительно, а наибольшее снижение содержания остаточных солей произошло при применении композиции №4, включающей добавку А1 (рисунок 4).

В заключении можно сделать вывод, что введение добавок к базовым реагентам в большинстве случаев оказывает положительное воздействие. При этом, наименьшее остаточное солесодержание нефти достигается композициями на основе:

- Лапрол 6003 с добавкой А3;
- Лапрол 4202 с добавкой А1;
- Д-157 с добавкой А1 и А-3.

Литература

1. Плохова, С.Е. Изучение влияния анионных и катионных ПАВ на деэмульгирующую эффективность неионогенных ПАВ [Текст] / С.Е. Плохова С.Е., Э.Д. Саттарова, А.А. Елпидинский // Вестник Казанского Государственного Технологического Университета. – 2012. – №16. – С. 39-40.
2. Саттарова, Э.Д. Подбор реагентов-деэмульгаторов для глубокого обессоливания нефти [Текст] / Э.Д. Саттарова, Р.Р. Фазулзянов, А.А. Елпидинский, А.А. Гречухина // Вестник Казанского Государственного Технологического Университета. – 2011. – №10. – С. 165-169.