

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 смешении 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. Солесодержание в нефти определяли с помощью лабораторного анализатора АУМ 101М. Исследования проводились на двух нефтях: №1 - Нефть с НГДУ «Альметьевскнефть» (березовская площадь, девон) после первой стадии обезвоживания с исходным содержанием солей 175 мг/ л. №2 - Нефть с НГДУ «Альметьевскнефть» (березовская 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 Диссольван 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 результаты по глубине обезвоживания. Выделилось около 60% введенной пресной воды. Низшее остаточное содержание солей в нефти (рисунок 1) обеспечил реагент сравнения Диссольван 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 композициями на его основе при

температуре отстоя 950С Композиции на основе Лапрола 6003 дали более лучшие результаты по обессоливанию, 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 солесодержание в обессоленной нефти почти в 2 раза: от 15,2 до 7,5 и 7, 9 мг/л соответственно. Отдельные результаты по обессоливанию нефти №2 с низким содержанием солей при температуре 950С представлены на рисунках 3 и 4. Рис. 3 - Содержание солей после обессоливания нефти №2 базовыми реагентами при температуре отстоя 950С Рис. 4 - Содержание солей после обессоливания нефти №2 реагентом Лапрол 4202 и композициями на его основе при температуре отстоя 950С 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 Диссольвана 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.