

ТЕРМОХИМИЧЕСКИЙ СПОСОБ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Воткеев Ф.А.

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Продолжительная разработка нефтяных месторождений подразумевает под собой постепенный процесс заводнения нефтяных пластов, что влечет за собой образование водонефтяных эмульсий.

При высокой обводнённости нефти, вероятность образования асфальтеновых, смолистых и парафиновых отложений значительно повышается. Более того, повышается температура начала кристаллизации нефти, а вместе с этим увеличивается её вязкость, что пагубно влияет на дальнейший процесс транспортировки нефти. Высокоминерализованная вода значительно ускоряет коррозию труб, ёмкостей для хранения продукта.

Таким образом, в непосредственной близости от мест добычи нефти размещают установки первичной подготовки нефти (УПН), для отделения от нефти воды с растворенными в ней солями, механическими примесей и попутного нефтяного газа [1, 2].

В связи с этим наиболее важной задачей является нахождение целесообразного и эффективного способа разрушения данных эмульсий. В нефтедобывающей сфере наиболее используемым из известных методов разрушения водонефтяных эмульсий является термохимическая деэмульгация.

Целью этой работы было исследование предложенных эксплуатирующей компанией деэмульгаторов и определение наиболее эффективной концентрации.

В качестве объекта исследования была выбрана нефть Арчинского месторождения. В таблице 1 представлены физико-химические свойства нефти.

Таблица 1

Физико-химические характеристики исследуемой нефти [3]

Наименование	Значения	Единицы измерения
Плотность разгазированной нефти	891	кг/м ³
Вязкость разгазированной нефти: при температуре 20/50° С	17,9/6,7	мм ² /с
Массовое содержание:		
серы	0,44	%
смолянистых веществ	5,09	%
асфальтенов	1,60	%
парафинов	6,75	%

Компанией используется три деэмульгатора: Интекс 1018, Сепарол WF-41, ХПД-005Н. Дальнейшее исследование заключалось в экспериментальном определении коэффициента эффективности. Первым этапом данной работы было определение обводнённости в пробе по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка и составила 39,8%_(об).

Второй этап нашей работы заключался в определении на вибрационном измерителе плотности жидкостей ВИП-2М плотности исходной нефти и исследуемых деэмульгаторов.

Определение эффективности деэмульгатора проводилось по следующей методике: с помощью экстрактора ПЭ-8000 перемешали исходную нефть при 500 об/мин в течение 5 минут для получения однородной системы.

Далее пробу поместили в конические колбы с добавлением определенного количества деэмульгатора, указанного в таблице 2, и тщательно смешали на перемешивающем устройстве в течение 12 минут. Затем образцы проб перенесли в мерные цилиндры и оставили в сушильном шкафу, нагретым до температуры 60° С. Концентрации каждого деэмульгатора и коэффициент эффективности представлены в таблице 2.

Эффективность работы деэмульгатора оценивали по коэффициенту эффективности, который определяли, как отношение объема воды, выделившейся из пробы, к изначальному содержанию воды до проведения эксперимента.

Таблица 2

Определение коэффициента эффективности деэмульгаторов

Концентрация деэмульгатора	35 г/т	40 г/т	50 г/т	60 г/т
	Коэффициент эффективности			
ХПД-005Н	56,4 %	56,4 %	100 0%	97,4 %
Интекс 1018	-	15,4 %	97,4 %	94,7 %
Сепарол WF-41	-	0 %	0 %	0 %

«-» данные отсутствуют.

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

По данным таблицы можно сделать вывод о том, что наилучшие результаты показывают деэмульгаторы ХПД-005Н и Интекс 1018 при концентрации 50 г/т. Без добавления деэмульгатора, а также при добавлении в исходную пробу Сепарол WF-41 разделения эмульсии на нефть и воду не происходило. С помощью модульного биологического микроскопа Olympus CX41 и программы обеспечения анализа изображений ImageScopeColor, сразу после перемешивания, были сделаны микрофотографии внутренней структуры исходной нефти и проб с добавлением деэмульгаторов перечисленными из таблицы 2.

После проведения анализа дисперсного состава были построены дифференциальные кривые распределения капель воды по размерам для проб с добавлением деэмульгаторов ХПД-005Н и Интекс 1018 с концентрацией 50 г/т.

Таблица 3

Результаты исследования, полученные с помощью микроскопа Olympus CX41

Название деэмульгатора	Кривые распределения капель воды по размерам	Микрофотографии
ХПД-005Н		
Интекс 1018		

Проанализировав полученные данные, был сделан вывод о том, что в пробе с добавлением деэмульгатора ХПД-005Н наибольшее количество частиц имеет размер 8 мкм. Максимальный размер частиц составляет 156 мкм. В пробе с добавлением деэмульгатора Интекс 1018 наибольшее количество частиц имеет диаметр 6 и 8 мкм. Максимальный размер частиц достигает 54 мкм. В результате исследования действия деэмульгаторов был сделан вывод, что наиболее эффективными оказались Интекс 1018 и ХПД-005Н при концентрации 50 г/т. Визуальный осмотр и расчет дисперсного состава представленный в таблице 3 показал, что ХПД-005Н имеет большую эффективность, так как при его добавлении образуются более крупные частицы.

Литература

1. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий//Нефтепромысловое дело. – 2013. – №5. – С. 40 – 42.
2. Ермаков С.А. Прогнозирование технологических показателей подготовки нефти в зависимости от свойств продукции, поступающей на установку подготовки // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 5. – С. 102 – 118.
3. Зырянов М.С., Фомичев Е.В., Л.В. Чеканцева. Исследование воздействия магнитного поля на реологические характеристики водонефтяной эмульсии//Сборник трудов – Томск, 2020. – С. 230 – 232.

ОБОСНОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ДЛЯ ПЕРЕВОДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ФОНД НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ

Гаевой В.А.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ключевое значение при разработке месторождений имеет система поддержания пластового давления. Состояние ПДД влияет на обеспечение необходимых параметров работы пласта, режимов вытеснения и, следовательно, добычу нефти. Стараясь достигнуть максимального эффекта за срок действия лицензии, недропользователи внедряют систему ПДД с первого этапа разработки, увеличивая фонд нагнетательных скважин по мере падения пластового давления.

При создании проекта разработки месторождения закладываются мероприятия по повышению объемов закачки рабочего агента (воды) путем увеличения фонда нагнетательных скважин. В частности, уже на этапе проектирования определяются скважины-кандидаты из добывающего фонда для их последующего перевода в нагнетательные скважины. Вопрос о необходимости проведения геолого-технических мероприятий (в т.ч. перевод