

На основании полученных результатов лабораторных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Для приготовления эмульсионных составов рекомендуются реагенты ЭМ-04, ЭМ-06 и ЭМ-07. Данные эмульгаторы обладают лучшими технологическими свойствами по сравнению с другими исследуемыми реагентами.

2. Использование заявленных эмульгаторов в составе эмульсии, в сравнении с ранее применяемыми реагентами, позволит не только улучшить характеристики полученных в результате приготовления жидкостей глушения, но и, при прочих равных свойствах, уменьшить концентрацию эмульгатора в конечном растворе и, тем самым, снизить стоимость глушения скважин.

3. Применение рассматриваемых составов при глушении скважин перед их подземным ремонтом позволит повысить эффективность эксплуатации нефтяных и газовых скважин за счет сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта.

Литература

1. Бондаренко А.В. Комплексная методика исследований по разработке эмульсионных блокирующих составов для глушения добывающих скважин / А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов, Д.В. Мардашов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2018. – №10. – С. 42–49.

2. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глущенко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. – М.: Недра, 1991. – 224 с.

3. Петров Н.А. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах. – М.: Химия, 2008. – 440 с.

4. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2004. – 711 с.

УДК 622.276

Ракутько А.Г., Краснокутская Н.Н.

(РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»)

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ В РУП «ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛОРУСНЕФТЬ»

Одним из основных факторов, осложняющих эксплуатацию фонда скважин в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», является образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО)

на поверхности скважинного оборудования. Нефти месторождений Республики Беларусь отличаются широким диапазоном физико-химических параметров, являются парафиновыми, высокопарафиновыми (содержание парафина 6 и более % массовых), мало-, высокосмолистыми (содержание асфальто-смолистых компонентов изменяется в диапазоне (0–30% массовых)). При изменении термобарических условий в потоке нефти данные высокомолекулярные компоненты осаждаются в виде твердой фазы на поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ), штангах, насосном оборудовании, в выкидных линиях скважин. Механизм формирования отложений в общем виде, может быть описан следующим: при снижении температуры в скважине до температуры начала кристаллизации (для нефтей Беларуси температура кристаллизации парафинов находится в диапазоне 50–60°C) происходит образование твердой фазы парафина. Мелкие кристаллы парафина являются центрами кристаллизации на которых постепенно происходит последующее осаждение новых твердых частиц. Одновременно по мере падения давления происходит образование твердой фазы асфальтенов, формирующих совместно с парафинами основу АСПО. Снижение давления и выделение легких углеводородов нефти в газовую фазу уменьшает растворимость парафинов в нефти и способствует их выпадению в осадок. В состав отложений также входят кристаллы неорганических солей, механические примеси (частицы породы, продукты коррозии), капли воды, жидкие углеводороды нефти. Химический состав АСПО зависит от состава и свойств добываемой нефти. Внешний вид типичных отложений представлен на рисунке 1.



АСПО с поверхности штангового
глубинного насоса скважина 58
Северо-Домановичского
месторождения



АСПО с поверхности НКТ
скважина 22
Восточно-Первомайского
месторождения

Рисунок 1 – Внешний вид асфальто-смоло-парафиновых отложений

АСПО приводят к снижению дебита скважин, повышенному износу оборудования, дополнительным материальным затратам по их удалению и очистке подземного оборудования и трубопроводов. В условиях поздней стадии разработки залежей и месторождений Припятского прогиба, когда пластовые давления и температуры значительно снижены, а продукция обводнена, образование АСПО происходит более интенсивно [1–3].

В РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» для борьбы с АСПО применяются химические методы, направленные на предупреждение образования отложений и удаление уже существующих отложений. Для предотвращения образования отложений применяются химические реагенты – ингибиторы АСПО, механизм действия которых широко описан в отраслевых публикациях [1,3] и в общем виде заключается в модифицирующем, диспергирующем, депрессорном действии на кристаллы парафина, приводящем к изменению внутренней структуры парафинов, их температуры кристаллизации, к возможному изменению вследствие данного воздействия вязкостных, температурных характеристик нефти. Основные классы ингибиторов парафиноотложений представлены полимерами и сополимерами этилена, разветвленными полимерами с длинными алкильными группами, гребенчатыми полимерами [1], диспергаторы парафинов представлены ПАВ (алкилсульфонатами, алкиларилсульфонатами и пр.) Для удаления АСПО применяют другие химические реагенты, а именно моющие ПАВ, органические растворители (индивидуальные или многокомпонентные составы) [1,4].

Соответственно механизму действия реагентов применяют и лабораторные методы их испытаний. Принятый подход к применению реагентов нефтепромышленной химии, включает адресный подбор реагента для борьбы с АСПО (марки, концентрации, условия применения) к каждому конкретному производственному объекту. Лабораторные испытания реагентов АСПО включают применение следующих общепринятых методов:

1. Метод «холодного стержня» (cold finger test), моделирующий процесс образования отложений АСПО из образца охлаждаемой нефти на поверхности стальных стержней, имитирующих стенку НКТ в присутствии ингибитора АСПО и без него. Сущность метода заключается в количественной оценке массы АСПО, налипшего на стальной стержень лабораторной установки из пробы нефти. Лабораторные испытания проводятся с соблюдением температурных условий приближенных к промысловым.

2. Качественный метод оценки моющих и диспергирующих свойств реагентов. Сущность метода отмыва пленки нефти пластовой водой заключается в визуальном определении качества, скорости и степени отмыва пленки нефти, содержащей реагент попутной водой с поверхности стеклянного цилиндра за единицу времени. Так как данный метод позволяет выполнить лишь качественную оценку эффективности реагента при его различных дозировках, важным является визуальное наблюдение механизма действия реагента в течение всего опыта.

3. Качественный метод оценки диспергирования, налипания, замазывания на стенках стеклянной колбы частиц АСПО под действием водного раствора реагента (применим для обводненного фонда скважин). Сущность метода состоит в качественной оценке степени диспергирования (определении размера и качества частиц), налипания и замазывания частиц АСПО на поверхности стеклянной конической колбы и оценки совместимости реагента с пластовой водой (растворение, расслоение, пенообразование и пр.).

4. Для реагентов ПАВ моющего действия сущность лабораторных испытаний состоит в количественной оценке степени отмыва АСПО с поверхности металлической пластины водным раствором реагента. Испытания проводятся с соблюдением температурных условий, соответствующих промышленным температурным условиям обработки.

5. Для растворителей АСПО оценка эффективности выполняется гравиметрическим методом по степени растворения образца отложений заданной массы экспонируемого в объеме растворителя в течение определенного промежутка времени.

Выбор эффективного реагента АСПО осуществляется по совокупности всех результатов испытаний, полученных разными методами для конкретного объекта испытаний. Промысловая технология применения ингибиторов АСПО предусматривает их постоянное дозирование в скважину при температуре выше температуры кристаллизации парафина. Промысловые технологии химического удаления АСПО предусматривают периодические обработки внутренней поверхности скважинного оборудования горячими водными растворами ПАВ, обработки растворителями АСПО.

В РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» применяется более 5 наименований различных реагентов для борьбы с АСПО. Ежегодно в лабораториях БелНИПИнефть тестируется более десятка новых реагентов. Благодаря применению химических реагентов число отказов скважин по причине запарафинивания снизилось с 41 единицы в 2002 году до 4 единиц в 2018 году.

Литература

1. Малкольм А. Келанд. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го изд.; под ред. Л.А. Магадовой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. - 608с.

2. Иванова Л.В. Особенности образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений / Л.В. Иванова, В.Н. Кошелев, А.А. Васечкин, Е.А. Буров, О.В. Примерова // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. –№4. – С. 159–167.

3. Миллер В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений из высокообводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии): дис... канд. хим. наук / В.К. Миллер. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. – 196 с.

4. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288с.

УДК 622.276.72

Стоцкая О.А., Ракутько А.Г.

(РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»)

БОРЬБА С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ В РУП «ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛОРУСНЕФТЬ»

Проблема солеотложений на внутрискважинном оборудовании в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» весьма актуальна. Накапливаясь отложения солей приводят не только к большим материальным затратам в процессе их удаления, но и к значительным потерям в добыче нефти.

Попутно-добываемые воды нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» сильно минерализованы (до 300 г/дм³ и более), в основном хлоридно-натриевого или хлоридно-кальциевого типа с содержанием ионов кальция 20 - 40 г/дм³. По результатам химического анализа состава солеотложений, отобранных с внутрискважинного оборудования и исследованных в БелНИПИнефть, большинство продуктов солеотложений идентифицировано хлоридом натрия (галит) и карбонатом кальция (кальцит). Внешний вид отложений представлен на рисунке 1.