

**А. А. Лукин, Ахметзянова А.Р.**

*Студенты, Сибирский федеральный университет, Россия, Красноярск*

*Научный руководитель – кандидат химических наук, зав. кафедры Ф.А. Бурюкин  
Сибирский федеральный университет, Россия, Красноярск*

**РАЗРАБОТКА КИСЛОТНОГО СОСТАВА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ  
СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА КУЮМБИНСКОМ  
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

В настоящее время в разработку все чаще вовлекаются карбонатные коллекторы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами [1]. К тому же во время эксплуатации уже действующих добывающих скважин неизбежно происходит кольматация коллектора, в результате чего снижается проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП). Кольматирование коллектора обычно происходит в результате таких явлений как: проникновения фильтрата бурового раствора в процессе первичного и вторичного вскрытия, набухания глины при контакте с водой, воздействие тампонажных растворов при проведении работ по цементированию, воздействие жидкостей глушения при проведении ремонтных работ, выпадение в осадок солей из пластовой воды и т. д. [2]. Одним из самых эффективных методов отчистки ПЗП в таких коллекторах является соляно-кислотная обработка (СКО) скважины. СКО позволяет существенно повысить проницаемость ПЗП, путем очистки соляной кислотой закольматированных каналов.

Однако, несмотря на все свои плюсы, одним из ключевых факторов, влияющих на снижение эффективности СКО, является несовместимость пластовых флюидов и кислоты, которая ведет к образованию стойких эмульсий и осадков, при контакте нефти и пластовой воды с кислотными составами (КС). Для того, чтобы нивелировать негативные эффекты собственные НСИ в нее добавляют различные присадки. В перечне таких присадок практический интерес представляют ингибиторы коррозии, деэмульгаторы, стабилизаторы железа, ингибиторы АСПО и др.

Ранее, для Куюмбинского месторождения нами уже подбирались КС для СКО, [3]. Тогда составы показали хорошую совместимость с пластовыми флюидами, однако ожидаемый эффект СКО не был достигнут из-за недостаточно высокой концентрации соляной кислоты (12-22 % масс.). Это связано с достаточно низкой пластовой температурой на исследуемой скважине 29 °С, поэтому в настоящей работе при выполнении тестов на совместимость было решено использовать составы с концентрацией НСІ не менее 24 % масс. Однако стоит учесть, что такие КС обладают гораздо более высокой коррозионной активностью и существенно ухудшают совместимость КС с пластовыми флюидами.

Таким образом, целью настоящей работы является подбор высококонцентрированного КС для проведения СКО на Куюмбинском месторождении. Подбор КС будет заключаться в определении оптимальных концентраций и исследовании эффективности присадок добавляемых к КС и в проведении тестов на совместимость КС с нефтью и пластовой водой с целью выявления КС не образующих стойкие нефтекислотные эмульсии, и не образующих осадков по результатам реакций КС с пластовыми флюидами [4].

## Описание эксперимента

В качестве добавок к КС использовались уже хорошо зарекомендовавшие себя присадки группы AS компании ООО «Нефтеранссервис». Характеристика, выбранных реагентов представлена в таблице.

Моделирование пластовых условий проводилось при добавлении в КС трёхвалентного железа в количестве 2000 и 5000 ppm Fe<sup>3+</sup>.

Таблица

Присадки используемые при приготовлении кислотных составов

Реагент, торговое наименование	Назначение	Состав, основное действующее вещество	Рабочая Концентрация, % масс
AS-DI	Диспергатор АСПО	Водно-спиртовой раствор композиции поверхностноактивных веществ	0,2
AS-IR	Стабилизатор ионов железа	Водно-спиртовой раствор органических восстановителей и комплексонов	0,4/2000 ppm Fe <sup>3+</sup> 1/5000 ppm Fe <sup>3+</sup>
AS-DA	Демультатор	Водно-спиртовой раствор оксиэтилированных и оксипропилированных спиртов	0,5
AS-CO	Ингибитор коррозии	Спиртовой раствор непредельных соединений и азотсодержащих поверхностноактивных веществ	0,2

Определив рабочие концентрации присадок, готовили кислотные составы с содержанием в них HCl 24, 27, 30 и 33 % масс. соответственно. Приготовленные КС должны обладать термостабильностью и не должны иметь видимой границы разделения фаз, изменение цвета со временем, а также выпадения осадка. Также скорость распространения коррозии КС за 12 часов не согласно [4] не должна превышать 0,09765 г/см<sup>2</sup>.

Для проведения первого этапа исследований смешивали КС и нефть (в объемном соотношении 75/25, 50/50, 25/75) а также пластовую воду и КС (в объемном соотношении 95/5). КС с нефтью и пластовой водой выдерживались при температуре забоя скважины в течение 30 минут, оценивая разделение эмульсии спустя 5, 10 и 30 минут. Тест можно считать пройденным, если по истечении 30 минут отстоя происходит полное разделение эмульсии на 2 фазы.

Пробы, прошедшие тест на совместимость, далее участвовали в тесте на осадкообразование. Пробы выдерживались при температуре забоя скважины в течение 4 часов и далее пропускались через сито с размером ячеек 100 меш (0,152 мм). Следует отказаться от использования данной кислоты, если на сите остается осадок или твердая фаза, или если вся жидкость не проходит за достаточно короткий промежуток времени.

В ходе проведенного исследования наилучшие результаты показали КС с концентрацией HCl 24-27 % масс. При взаимодействии с пластовыми флюидами эти кислотные составы не образовывали стойких эмульсий и разделялись в короткие сроки, а при пропускании их через сито отфильтровывались за короткий промежуток времени и не образовывали осадка.

Однако при повышении концентрации свыше 27 % масс. наблюдалась более стойкая эмульсия, не разделяющаяся даже на 50 % в течение 30 минут, а при фильтровании на сите образовывался осадок АСПО. Пример образцов не прошедших тест на совместимость (а) и прошедших (б) представлен на рисунке.

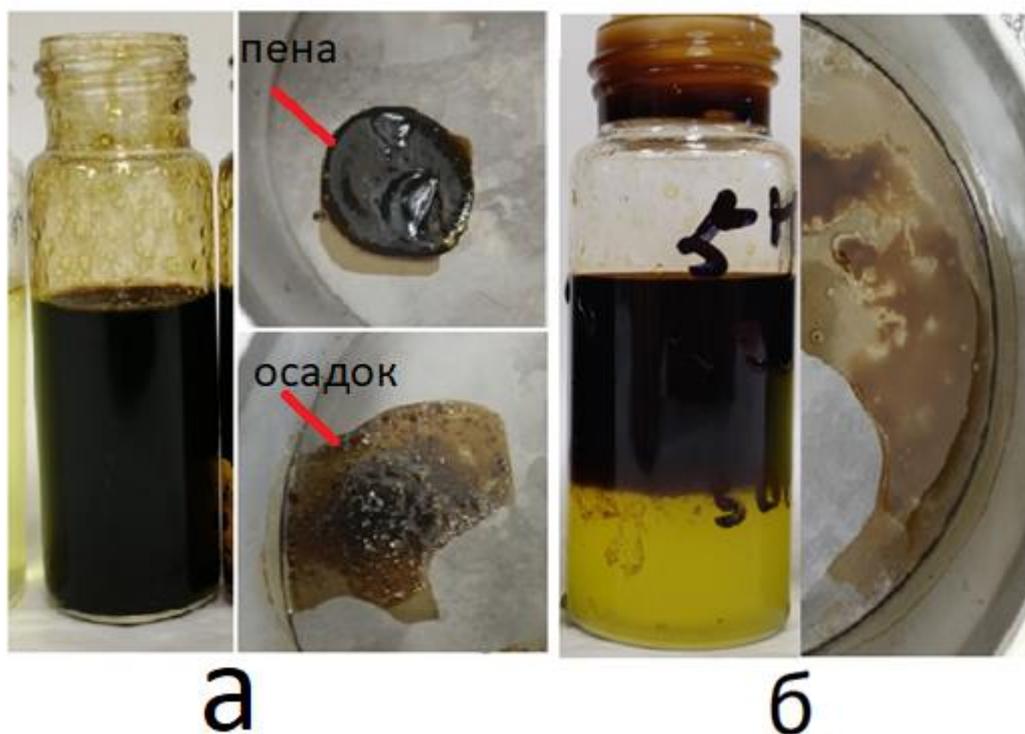


Рис. Примеры образцов прошедших (а) и не прошедших (б) тест на совместимость

Полученные результаты несовместимости обусловлены по всей видимости тем, что стабилизатор железа, теряет свою растворимость в КС при концентрации соляной кислоты более 27 % масс. в результате чего ионы железа  $Fe^{3+}$ , сильно негативно влияющие на совместимость, не стабилизируются переводом их в хорошо растворимый даже при высоких значениях рН хелатный комплекс, и повышение концентрации стабилизатора железа не вызовет изменений. Эту проблему в дальнейшем можно попробовать решить применением других стабилизаторов железа на данный момент следует ограничиться концентрацией кислоты в 27 % масс, тем самым снизив коррозионную нагрузку на аппаратуру и улучшить совместимость КС с пластовыми флюидами.

### Список литературы

1. Подбор эффективного кислотного состава для обработки карбонатного коллектора / Э.Э. Ахмерова, Е.А. Шафикова, Г.И. Апкаримова [и др.] // Башкирский химический журнал. 2018. № 3. С. 86-92
2. Подбор основы кислотного состава пролонгированного действия для терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатных минералов в условиях высоких пластовых температур / Н.А. Карпунин, А.А. Рязанов, Хромых Л.Н. [и др.] // Вестник Евразийской науки. 2018. № 5. С. 1-11
3. Лукин А.А. Кислотные составы для обработки призабойной зоны пласта на Куюмбинском месторождении // Молодая нефть. 2018. С. 119-120.
4. Инструкция № П1-01.03 ТИ-002 Обеспечение и контроль качества при гидроразрыве пласта, кислотном гидроразрыве пласта и большеобъемной обработке призабойной зоны. Приложение 8. Тестирование кислотных составов при проведении ГРП и БОПЗ