УДК 622.276.63(470.111)

А.Г.РУЖНИКОВ
Архангельский государственный технический университет

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ВЫБОР МЕТОДА ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА $Д_1$ МЯДСЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ СКВАЖИНЫ 47

Рассмотрены особенности строения пласта $Д_1$ Мядсейского месторождения и определен оптимальный метод обработки призабойной зоны. Проведен анализ солянокислотных обработок и кислотного разрыва пласта с подбором рецептур кислотных составов. Даны рекомендации по кислотным обработкам карбонатных пластов Мядсейского месторождения.

Specific features of Formation D_1 structure in Myadsey field are considered. The optimal method of the bottom-hole zone treatment is selected. Acidizing and formation acid fracturing analysis is performed and acidizing agents composition is selected. Recommendations for acidizing of carbonate formations in Myadsey field are given.

На Мядсейском месторождении открыто пять пластовых залежей, залегающих в нижней части лохковского яруса, в карбонатной толще овинпармского горизонта. Толща имеет ритмично-слоистое строение. В ней наблюдается чередование неглинистых и сильноглинистых карбонатных пластов, пачек. Выделяются пять мощных пластов известняков и вторичных доломитов. К ним приурочены залежи (сверху вниз) D_1-А, D_1-Б, D_1-В, D_1-Г, D_1-Д. Пласт имеет аномально высокое пластовое давление с коэффициентом аномальности 1,8-1,9.

Учитывая низкую пористость (6,32 %), проницаемость (0,01 мкм^2) и высокую температуру (82,5 °С), для обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) $Д_1$ целесообразно использовать кислотные составы с замедленной скоростью реакции, не образующие осадка от продуктов реакции и не приводящие к образованию высоковязких эмульсий на контакте с нефтью в пластовых условиях. Кроме того, кислотный состав должен обладать свойством поглощать воду, проникшую в пласт при первичном и вторичном вскрытии.

Замедление скорости реакции и уменьшение количества осадков из продуктов реакции может достигаться заменой плавиковой кислоты на борфтористо-водородную. Предотвращение образования высоковязких эмульсий достигается введением в состав модификатора МК-2, а удаление из матрицы пород воды обеспечивает алифатический спирт. Такой кислотный состав КСПЭО-2, разработанный в ООО «ПермНИПИнефть», предлагается для обработки призабойной зоны пласта $Д_1$ Мядсейского месторождения.

На скважине 47 залежь нефти $Д_1$ (В-Г-Д) вскрыта открытым стволом в интервале 3915-4008 м. Нефтенасыщенная часть пласта составила 44,6 м, водонефтяной контакт расположен на глубине 4140,6 м. При освоении скважины проведен кислотный гидроразрыв. В пласт закачано 28 м^3 (0,63 м^3/м) кислотного состава КСПЭО-2 при давлении 40-47 МПа. До обработки дебит скважины составлял 0,5 м^3/сут, после обработки дебит возрос до 708,8 м^3/сут при фонтанировании (диаметр штуцера 8,4 мм).

Результаты обработки подтверждают трещиноватый характер коллектора. Последующие обработки залежи нефти $Д_1$(В-Г-Д) рекомендуется проводить с применением кислотного гидроразрыва пласта реагентом КСПЭО-2М по аналогичной технологии.

Проведены лабораторные исследования составов КСПЭО-2, КСПЭО-2М, HCl и их взаимодействия с нефтью, буровым раствором и породой пласта. Физико-химические характеристики нефти Мядсейского месторождения (пласт $Д_1$, скважина 47) в поверхностных условиях (проба 1) следующие:

Плотность, г/см^3	0,854
Вязкость, мПа·с	22,9
Содержание, % по массе:	
асфальтенов	3,07
смол	6,75
парафина	5,47

Анализ физико-химических свойств продуктов взаимодействия водонефтяных эмульсий с кислотными реагентами дал следующие результаты (проба 2):

Плотность нефти, г/см^3	0,855
Вязкость нефти, мПа·с	33,24
Вязкость водонефтяной эмульсии, мПа·с	290
Вязкость эмульсии после добавления HCl (глинокислоты), мПа·с	2330
Вязкость верхнего слоя после обработки составом, мПа·с:	
КСПЭО-2	40,3
КСПЭО-2М	37,2

Примечание. Характеристики нефти получены после ее выдержки в течение 1 ч при 50-60 °С и охлаждения до 20 °С

Исследовались также физико-химические свойства продуктов взаимодействия нефти с соляной кислотой и составами КСПЭО-2 и КСПЭО-2М:

Пробы нефти	1	2
Межфазное натяжение на контакте с кислотными реагентами, мН/м:		
12-процентной HCl	2,1	1,61
КСПЭО-2	0,04	0,07
КСПЭО-2М	–	0,08
Вязкость нефти после обработки, мПа·с:		
12-процентной HCl (с образованием эмульсии)	26,8	350
КСПЭО-2	19,3	49,2
КСПЭО-2М	–	44,95

Проницаемость нефтенасыщенных известняков Мядсейского месторождения после обработки составом КСПЭО-2М увеличилась с 32 до 35 мД (при атмосферном давлении). Вначале КСПЭО-2М фильтровался при большом давлении, а затем образовался канал фильтрации.

При смешении равных объемов нефти, кислотного реагента и фильтрата бурового раствора были получены следующие результаты:

- смесь с 12-процентной HCl образует высоковязкую крупнодисперсную эмульсию (70-80 % от объема смеси), которая не фильтруется через сито с размером ячейки 0,315 мм;
- смесь с КСПЭО-2 и КСПЭО-2М расслаивается на водную и нефтяную фазы с образованием незначительного промежуточного слоя (около 5 % от объема смеси). Полученная смесь без остатка фильтруется через сито с размером ячейки 0,315 мм.

Таким образом, составы КСПЭО остаются совместимыми с нефтью Мядсейского месторождения и в присутствии фильтрата бурового раствора.

Лабораторные исследования показали, что разрушение глинистой корки, образующейся при фильтрации бурового раствора, применяемого при бурении скважин Мядсейского месторождения, достигается воздействием кислотных реагентов без дополнительного использования реагентов-разглинизаторов.

Выводы

1. Проведен анализ результатов кислотного воздействия на ПЗП скважины Мядсейского месторождения соляной кислотой, КСПЭО-2 и составами, приготовленными в промысловых условиях. Высокий технологический эффект дает только использование составов КСПЭО-2 и особенно КСПЭО-2М.

2. Лабораторные исследования по сравнительному анализу воздействия соляной кислоты и составов КСПЭО-2 и модифицированного КСПЭО-2М на нефть, водонефтяные эмульсии, буровой раствор показали преимущества составов КСПЭО перд соля-

ной кислотой. Эти составы имеют низкое межфазное натяжение на границе с нефтью (0,04-0,08 мН/м), не образуют эмульсии с нефтью и фильтратом бурового раствора, способны разрушать водонефтяные эмульсии и диспергировать на мелкие частицы глинистую составляющую бурового раствора. Кроме того, они совместимы с растворителями, применяемыми для очистки насосно-компрессорных труб (НКТ).

3. При фильтрации через нефтенасыщенные известняки КСПЭО-2М наблюдалось увеличение проницаемости для нефти в образце, имеющем микротрещины.

4. По результатам кислотных обработок скважин Мядсейского месторождения и лабораторных исследований можно предложить следующие мероприятия:

- кислотные обработки добывающих скважин, скважин, выводимых из консервации и бурения, в карбонатных коллекторах (пласт $Д_1$) модифицированным кислотным составом КСПЭО-2М;
- проверка способности составов КСПЭО разрушать ингредиенты, составляющие буровой раствор, перед проведением кислотных обработок вновь пробуренных скважин;
- тщательная очистка НКТ обработкой растворителями или горячей нефтью перед проведением кислотных обработок действующих добывающих скважин;
- введение в технологический цикл кислотной обработки проведением динамической кислотной ванны с целью очистки нефтепромыслового оборудования от продуктов коррозии и солей, привносимых из пласта в добывающих скважинах, а также для устранения последствий действия бурового раствора на ПЗП;
- кислотный гидроразрыв пласта при повышенных давлениях и расходе КСПЭО-2М 1-1,5 $м^3/м$ нефтенасыщенной толщины пласта для повышения добывных возможностей скважин с низкими коллекторскими свойствами.

Научный руководитель к.т.н. доц. *Д.В.Вакурин*