

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ПО УДАЛЕНИЮ СОЛЕПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Петров Н.А., Ногаев Н.А., Давыдова И.Н., Комлева С.Ф.

«Специальные технологии Западной Сибири», г. Ноябрьск

ООО «Казахтуркмунай», Астана

ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск

Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет, г. Уфа

Для удаления органических и неорганических отложений в скважинах предлагается применять:

- в качестве промывочных жидкостей - полимерные или полимерсолевые растворы;*
- в качестве рабочих жидкостей - кислотоуглеводородные составы из соляной или грязевой кислоты и газового бензина (местное сырье);*
- в качестве буферных жидкостей - газовый бензин композиции с более эффективными растворителями (гексановой или этилбензольной фракции и пр.).*

Кроме того, в состав буферных и рабочих растворов целесообразно добавлять спиртосодержащий продукт (например, ИПС-2) и 05-1,5 СНПХ-6012. Последний реагент улучшает растворение асфальтосмолопарафиновых отложений буферной жидкостью на 5-15%, замедляет на десятки процентов коррозию металла и растворение цементного камня в кислоте, снижает поверхностное натяжение соляной кислоты до 10-15 Мн/м.

Одним из факторов, влияющих на производительность добывающих скважин, является отложение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренних стенках подземного оборудования и в призабойной зоне пласта (ПЗП). Данная проблема во многих нефтегазовых регионах в настоящее время решается в основном не завозом высокоэффективных растворителей, а использованием местного сырья - побочных продуктов газового конденсата (бензина). Другим фактором, ухудшающим работу скважин, является отложение неорганических солей. Для устранения этих недостатков широко используются менее трудоемкие операции - кислотные обработки различных модификаций.

Каждый из этих методов борьбы с органическими и неорганическими отложениями в отдельности относительно легко совершенствуются ввиду многолетнего опыта работы и при этом достигают высокого коэффициента успешности работ. Но проблема существенно усложняется, если в скважине и ПЗП одновременно присутствуют солепарафиновые отложения. В этом случае необходим комплексный подход, и совершенствование технологических

жидкостей (ТЖ) представляет сложную научно-техническую проблему. Поскольку модификация ТЖ для устранения одного негативного фактора может отрицательно повлиять на другой фактор и пр.

На месторождениях Узень и Жетыбай Республики Казахстан сталкиваются с трудностями именно при борьбе с таким видом отложений [1].

При анализе проводимых на скважинах работ наименее эффективными оказались обработки газовым бензином (ГБ), средние показатели были получены при обработках водноуглеводородными эмульсиями (ВУВЭ) и максимальный эффект был получен при воздействии кислотно-углеводородными составами (КУС). Объяснение состоит в том, что при обработке скважин ВУВЭ растворяются не только АСПО, но и частично соли. Поэтому при этой операции наилучшие результаты были получены в менее обводненных скважинах. Видимо в этом случае, солевых отложений образуется меньше, они лучше растворяются водой ТЖ. В скважинах с обводненностью выше 70% отложение солей усиливается, причем тех, которые уже не вымываются простой пресной водой, поэтому в них операции оказались менее успешными. Естественно, что применение КУС именно в последнем случае оказалось наиболее эффективным.

Нам приходилось совершенствовать технологические операции и разрабатывать новые составы для проведения работ по отдельности при удалении АСПО и солянокислотных обработках на месторождениях Ноябрьского нефтегазоносного региона Западной Сибири. Необходимо было, используя накопленный опыт, улучшить составы путем создания высокоэффективных многофункциональных систем применительно к специфическим условиям месторождений Казахстана. Возьмем за основу совершенствования способ применения КУС.

Промысловый опыт дает основание полагать, что кислота вступает в реакцию не только с осадками на колоннах и в ПЗП, породами пласта. Она взаимодействует с внесенными в пласт веществами на этапах строительства скважин, при капитальном ремонте в процессе изоляции водопритоков, но также и с техногенными накоплениями, в том числе и с гидрооксидами железа (продуктами коррозии), в зумпфе. Эти продукты реакции способны к повторному осаждению и при прокачке КУС в пласт способствуют загрязнению порового

пространства ПЗП. Поэтому, перед обработкой призабойной зоны (ОПЗ) целесообразно произвести промывку скважины обычной промывочной жидкостью (например, на которой производили глушение скважины) через насосно-компрессорные трубы (НКТ) до интервала перфорации. Затем скважину с допуском НКТ до забоя необходимо промыть полимерным или полимерсолевым раствором с повышенной вязкостью. Так, результаты проведенных нами экспериментов при промывке скважины солевым раствором показали, что в отобранной пробе не оказалось частиц размером более 2 мм, фракция размером от 2 до 0,1 мм составила 7,2 % от всех отложений, а остальной гранулометрический состав осадков (92,8%) с забоя был представлен фракцией меньше 0,1 мм. При этом содержание в пробе железа (в пересчете на Fe_2O_3) составляло около 2%. Но при проведении промывки скважины солевым раствором с добавкой 2% КМЦ появилось 3% фракции размером более 2 мм, 25,2% осадков фракции 2...0,1 мм и 71,8% размером менее 0,1 мм. Необходимо отметить, что количество в пробе соединений железа повысилось до 28,4%. Это убедительно свидетельствует о повышенной выносной способности загущенного раствора.

Обработку ПЗП кислотно-углеводородным составом с высокой концентрацией кислоты производить сразу не следует. Вначале нужно установить солянокислотную ванну (СКВ) или солянокислотно-углеводородную ванну (СКУВ) с небольшой (обычно 6...8%-ной) концентрацией кислоты. Это позволит растворить осадки в непосредственной близости от скважины, то есть в предельно загрязненной зоне. Их лучше удалить, через несколько часов реагирования, возобновив промывку, а не продавливать в пласт.

Завершив предварительную обработку перейдем к основной операции. В настоящее время применение газового бензина (ГБ) в качестве растворителей АСПО - мера вынужденная, связанная с удешевлением операций (из-за невысокой стоимости продукта в отличие от других растворителей и уменьшением транспортных расходов на поставку, т.к. находится здесь же на промысле), а не технологическим преимуществом. Как правило растворимость АСПО в ГБ на несколько процентов, (а то и на десятки) ниже, чем в более лучших растворителях, гексановой фракции (ГФ), этилбензольной фракции (ЭБФ) и др.

Поэтому одним из путей повышения эффективности является использование смесей ГБ в определенном соотношении (от 1:1 до 4:1) с ГФ или ЭБФ[2].

Другим, более оптимальным путем является использование вместе с растворителем небольшого количества ингибитора отложений, ускоряющим растворение АСПО.

При проведении высококонцентрированных кислотных обработок всегда существовала проблема предупреждения коррозии металла при высоких температурах в скважине. Применение КУС несколько уменьшает скорость коррозии металла. Эффективнее это позволяют сделать ингибиторы коррозии. Хотя и в поставляемой заводами соляной кислоте уже имеется ингибитор коррозии (обычно ПБ-5 или В-2 или КИ-1), но его защитных свойств в дозируемых диапазонах достаточно только для решения вопроса доставки. Из-за высокой степени адсорбции ингибиторы защищают транспортируемые емкости.

При хранении и переброске кислоты на промысел происходит ее интенсивное насыщение окислами железа, т.к. концентрация ингибитора постепенно уменьшается. С повышением температуры скорость коррозии резко увеличивается, поэтому для жестких скважинных условий непосредственно перед обработкой в кислотный раствор необходимо ввести дополнительное количество ингибитора коррозии.

Ввиду, использования КУС, лучше применять не два реагента, а один, который одновременно сочетает в себе свойства ингибитора АСПО и ингибитора кислотной коррозии. Нами такой реагент найден (по крайней мере для условий Западной Сибири)[2]. Это СНПХ-6012, представляющий собой смесь кубовых остатков при производстве первичных и вторичных аминов $C_{17}C_{20}$ с ароматическим растворителем.

В табл.1 приведена растворимость АСПО, отобранных со скв. 1104 Вынгапуровского месторождения при использовании метода «корзинок» с размером отверстий сетки 1мм при температуре 30 °С.

Таблица 1

Влияние растворителя и ингибитора СНПХ-6012 на растворимость АСПО

Параметр	ГБ + СНПХ-6012 в количестве					ГБ + ЭБФ(3:1) + СНПХ- 6012				
	-	0,2%	0,4%	0,5%	1,5%	-	0,5%	0,7%	1,0%	1,5%
Процент растворения образца АСПО	54,8	59,6	65,5	72,4	59,6	74,3	85,5	86,6	83,9	82,0

По результатам опытов оптимальные концентрации СНПХ-6012 составляют 0,5...0,7%. Объемы растворения увеличиваются соответственно в ГБ на 17,6% и в композиции ГБ + ЭБФ - на 12,3%.

В табл. 2 представлены результаты исследований кислотной коррозии пластинок из НКТ марки «Д» размером 16×15×2 мм при соотношении количества кислоты к единице поверхности металлического образца равным 7 мл/см² и с перемешиванием.

Таблица 2

Влияние концентрации кислоты и ингибитора на скорость коррозии металла

Кислотный раствор				Скорость коррозии металла, г/(м. ² ч), при температуре, °С		
Концентрация соляной кислоты	Тип	Заводской ингибитор	Добавка в кислоту	80	60	40
22%-ная	х.ч.	-	-	837,6	-	-
22%-ная	х.ч.	-	0,5% СНПХ-6012	720,9	-	-
22%-ная	т.и.	КИ-1	-	74,8	-	-
22%-ная	т.и.	КИ-1	0,5% СНПХ-6012	41,7	-	-
12%-ная	т.и.	КИ-1	-	9,3	-	-
12%-ная	т.и.	ПБ-5	-	15,2	-	-
12%-ная	т.и.	Смешанный (ПБ-5+В-2)	-	70,9	20,2	5,1
6%-ная	т.и.	Смешанный (ПБ-5+В-2)	-	-	19,5	-

Скорость коррозии в химически чистой (х.ч.) кислоте с добавлением СНПХ-6012 снижается на 14%, а при использовании технически ингибированной (т.и.) кислоты и СНПХ-6012 (совместимого с заводским ингибитором) скорость коррозии уменьшается еще на 44%. Для достижения большего эффекта, видимо, необходимо увеличить концентрацию СНПХ-6012.

В табл.3 приведены данные изменения межфазного натяжения(σ) на границе «кислотный раствор-керосин» без и с добавкой СНПХ-6012 в соляную кислоту различной концентрации ингибированной на заводе присадкой ПБ-5.

Таблица 3

Влияние реагента СНПХ-6012 на поверхностное натяжение кислотного раствора

Соляная кислота	Межфазное натяжение на границе «кислотный раствор-керосин», мН/м, при концентрации добавки СНПХ-6012, %										
	-	0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	3,0
-	-	0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	3,0
6,4%-ная, х.ч.	28,9	26,4	23,6	22,7	18,0	15,3	12,6	10,4	10,1	9,6	7,9
6,4%-ная, т.и.	20,1	17,3	16,2	16,8	13,7	13,1	12,9	11,9	11,7	11,9	10,6
12,5%-ная, х.ч.	21,2	20,9	16,4	14,6	13,4	9,8	9,2	7,6	8,9	7,5	7,4
12,5%-ная, т.и.	18,2	16,6	17,4	16,5	15,6	15,3	14,2	12,4	10,5	10,4	9,8
22,3%-ная, т.и.	23,3	18,2	17,5	14,2	12,5	10,5	9,3	8,9	7,7	5,9	5,8

Реагент СНПХ-6012 не совместим с заводским ингибитором ПБ-5. Тем не менее, с увеличением концентрации добавки также как и в х.ч. кислоте поверхностное натяжение несколько снижается. Усиление поверхностно-активных свойств кислотного состава с одной стороны позволяет улучшить его проникающую способность в низкопроницаемые участки пласта, а с другой стороны - облегчает вынос продуктов реакции из порового пространства. Хорошая степень снижения σ (ниже 15мН/м) достигается при концентрации СНПХ -6012 равной 1% и более.

Опыт показывает, что после многократной солянокислотной обработки (четвертой или пятой) резко повышается обводненность продукции скважин и, как следствие, уменьшается дебит нефти. Поэтому при проведении первой кислотно-углеводородной обработки скважин (для получения положительного

результата), необходимо добавление не менее 0,5% СНПХ-6012 (т.к. реагент одновременно расходуется на ингибирование АСПО и коррозии.)

По данным Елеманова Б.Д. [1] приблизительно для 25% скважин увеличение обводненности было обусловлено растворением цементного камня кислотным раствором. Лабораторные эксперименты по определению скорости коррозии цементного камня, полученного из портландцемента с В/Ц=0,5 (твердевшего в течение недели при температуре 80°C) показали, что СНПХ-6012, адсорбируясь на поверхности, также позволяет замедлить его кислотное растворение. Так коррозия цементных образцов размером 3×1×1 см в течение 1 часа при соотношении объема кислотного раствора к площади поверхности образца равным 3 см³/см² с присутствием 1%-ной добавки СНПХ-6012 снизилась на 37%. Дальнейшее увеличение концентрации добавки не приводило к уменьшению скорости коррозии цементного камня. В итоге, имеется дополнительный аргумент, чтобы повысить концентрацию СНПХ-6012 в соляной кислоте уже до 1%.

Уменьшить интенсивность и скорость обводнения продуктивных пластов позволяют и гидрофобизирующие свойства реагента СНПХ-6012. Суть данного фактора сводится к тому, что в поровых каналах увеличивается скорость фильтрации и фазовой проницаемости углеводородной жидкости. Скорость же фильтрации воды из-за адсорбции данных азотсодержащих соединений, (усиливающих нефтесмачиваемость поверхностей), уменьшается [3].

Следующий путь в повышении эффективности комплекса работ в результате уменьшения обводненности продукции скважин - это использование дегидратирующих составов.

Для развития этого направления можно использовать спиртосодержащий продукт, например, изопропиловый спирт (ИПС-2) в кислотном растворе и в буферной жидкости на выбор, так и одновременно.

В табл.4 представлены результаты исследований растворимости глинистого керна со скв.422 Карамовского месторождения в соляной кислоте и глинокислоте при температуре 40 °С за 4 часа.

Поскольку карбонатность нефтенасыщенных пород месторождений Ноябрьского региона невысокая, растворимость породы в соляной кислоте, примерно, в 4 раза меньше, чем в глиноукислоте.

Добавка ИПС-2 в глиноукислоту способствует уменьшению растворимости керна на 8-10%, а та же добавка в соляную кислоту привела к уменьшению веса керна на 28-30%. Значит, в спирто-солянокислотном растворе эффективнее происходит обезвоживание и растворение глинистого керна.

В табл.5 приведены результаты исследования дегидратации искусственно приготовленных глинистых образцов путем прессования бентонита 20%-ной влажности при 40 МПа в течение 5 мин. Образцы помещали на 18 часов в 0,5%-ный раствор КМЦ (Finnfix) на пресной воде для впитывания влаги. После набухания их помещали на 24 часа в испытываемые композиции буферных жидкостей. Взвешиванием образцов определяли степень осушки.

Таблица 4

Влияние типа кислоты и добавки на растворимость и осушку глинистого керна

Состав раствора			Процент растворения и осушки глинистого керна, %
Ингибированная кислота (товарная)	Добавка	Соотношение компонентов – кислота: добавка	
Соляная кислота (НС1)	ИПС-2	1:1	8,17
		2:3	6,54
	Вода	1:1	6,33
		2:3	5,10
Глиноукислота (НС1+HF)	ИПС-2	1:1	32,25
		2:3	23,10
	Вода	1:1	34,78
		2:3	25,40

Таблица 5

Влияние буферной жидкости на дегидратацию спрессованного и увлажненного глинопорошка

Буферная жидкость, соотношение компонентов	ГБ	ИПС-2	ГБ+ИПС-2 (3:1)	ГБ+ИПС-2 (3:1) + 1%СНПХ-6012	ГБ+ИПС-2 +ацетон (2:5:5)
Показатель осушки глинистого образца, %	5,2	61,8	58,9	48,5	59,4

Газовый бензин, состоящий из смеси фракций углеводородов C_3 и выше практически не обладает водопоглощающими свойствами. В то же самое время композиция из ГБ и ИПС-2 в соотношении 3:1 лишь незначительно (ок. 3%) уступает чистому продукту ИПС-2. Спирты хорошо растворяются как в углеводородах, так и в воде. Они повышают проникающую способность спиртоуглеводородного состава в низкопроницаемые участки коллекторов, в том числе и за счет снижения поверхностного натяжения на границах раздела фаз (табл. 6).

Таблица 6

Поверхностное натяжение комплексной буферной жидкости

Объемное и процентное соотношение компонентов буферной жидкости - ГБ:ИПС-2	Межфазное натяжение σ , мН/м на границе разделов фаз	
	Буферная жидкость - дистиллированная вода	Буферная жидкость - пластовая вода Суторминского месторождения хлоркальциевого типа
1:1 (50%:50%)	0,5	0,2
3:2 (60%:40%)	-	1,4
3:1 (75%:25%)	1,0	5,0
4:1 (80%:20%)	1,4	10,0
5:1 (83,3%: 16,7%)	1,7	-
7:1 (87,5%: 12,5%)	2,8	-
1:0 (100%:0%)	47,9	37,1

Результаты замеров σ свидетельствуют о довольно низких величинах, трудно поддающихся измерению на сталагмометре, даже при достаточно высоких степенях разбавления ИПС-2 в ГБ. Однако, для пластовых вод хлоркальциевого типа соотношение ГБ : ИПС-2 более 3:1 нежелательно.

Таким образом, имеются различные варианты совершенствования технологических мероприятий и улучшения составов. По представленным материалам полный комплекс работ может включать:

- промывку ствола скважины полимерным или полимерсолевым раствором;
- установку СКВ или СКУВ;
- очередную промывку скважины;

- закачку буферной жидкости из ГБ+СНПХ-6012 или ГБ+ЭБФ+СНПХ-6012 или ГБ+ИПС-2+СНПХ-6012;
- закачку в пласт НС1+СНПХ-6012 или КУС+ИПС-2+СНПХ-6012 или НС1+ИПС-2+СНПХ-6012 или КУС+ИПС-2+СНПХ-6012;
- ожидание реагирования;
- промывку.

Многофакторное положительное влияние компонентов составов теоретически должно привести к значительному улучшению качества работ. Опробование данной комплексной технологии выявит оптимальную технологию и наметит пути дальнейшего совершенствования.

Литература

1. Елеманов Б.Д. Многофункциональные кислотно-углеводородные составы: опыт разработки и применения в Казахстане // Нефт. хоз-во.-2002.-№6.- С.100-1-3.
2. Петров Н.А., Кореняко А.В., Есипенко А.И., Агзамов Ф.А. и др. Комплексная технология строительства скважин с использованием гидрофобизаторов в технологических жидкостях и высокочастотных технических средств для обработки скважин в компоновках колонн.-М.:ВНИИОЭНГ,1997.- (Обзор.информ.)- 72с.
3. Петров Н.А., Есипенко А.И, Ветланд М.Л., Калашнев В.В. Использование побочных продуктов газоперерабатывающих заводов Западной Сибири в составе композиций при удалении АСПО и ОПЗ.-М.:ВНИИОЭНГ,1995.- (Обзор. информ.)- 60с.