

Повышение эффективности кислотных обработок в условиях поздней стадии разработки месторождений с карбонатным коллектором (самоотклоняющаяся кислота, большеобъемные обработки призабойной зоны пласта с применением гелей на основе ПАВ)



А.А. Мокрушин
/ЗАО "ПОЛИЭКС",
г. Пермь/

А.И. Шипилов
/ЗАО "ПОЛИЭКС",
г. Пермь/

Месторождения нефти на поздней стадии эксплуатации имеют ряд факторов, снижающих эффективность воздействия на призабойную зону продуктивного пласта. К таким факторам можно отнести:

- высокую обводненность добываемой продукции;
- низкое пластовое давление;
- наличие заколонных перетоков;
- кратность кислотных обработок.

Карбонатный коллектор кроме всех перечисленных факторов также осложнен разнонаправленной трещиноватостью и более низким коэффициентом извлечения нефти по сравнению с терригенным. Приток в карбонатном коллекторе преимущественно происходит по трещинам, в связи с чем часто наблюдается опережающее обводнение как за счет продвижения ВНК, так и из-за прорывов воды от нагнетательных скважин. В обоих случаях кислотные обработки могут усугубить ситуацию, поскольку в большей степени увеличивают проницаемость обводнившихся каналов-трещин за счет более высокой фильтруемости. Таким образом, в результате многократных кислотных обработок коллекторов со значительной послойной неоднородностью и трещиноватостью пласта стано-

вится еще более неоднородным по проницаемости. В свою очередь, матрица карбонатного коллектора, содержащая основные остаточные запасы, при стандартных кислотных обработках подвергается воздействию в большей степени поверхностно, в лучшем случае образуются каверны. Следовательно, одной из важных задач кислотного воздействия на карбонатный коллектор является наиболее полное вовлечение в процесс дренирования его матрицы.

Наиболее эффективным способом увеличения зонального охвата при кислотном воздействии является потокоотклонение. В качестве потокоотклонителей чаще всего используются вязкоупругие жидкости на основе полимеров, широкое распространение получили также обратные эмульсии на основе углеводородной фазы с эмульгатором ЭКС-ЭМ, характеризующиеся хорошей эффективностью.

Вязкоупругие жидкости на основе полимеров обладают рядом недостатков, таких как вторичная коагуляция обрабатываемого коллектора и ограниченный диапазон рабочих температур (до 90 °С). Эмульсии на основе

Динамическая вязкость гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ в зависимости от истощения кислотного состава и температуры, мПа*с

Температура испытания	20 °С	50 °С	90 °С
СУРФОГЕЛЬ+20% HCl	7,8	6,0	4,9
Истощение до 14% HCl	15,8	7,8	5,5
Истощение до 6% HCl	33,9	20,5	11,9
Истощение до 0% HCl	520	100,1	34,5

эмульгатора ЭКС-ЭМ лишены недостатка, связанного с кольматацией коллектора, но еще более ограничены температурой применения, составляющей 65 °С. Несмотря на низкую стабильность обратных эмульсий, времени полного разрушения при общих объемах жидкостей до 25 м³ вполне достаточно для качественного проведения потокоотклонения и при температурах вплоть до 90 °С, при этом разрушение эмульсии играет скорее положительную роль, облегчая освоение.

С учетом передового опыта ведущих нефтесервисных компаний специалисты ЗАО "ПОЛИЭКС" приступили к разработке вязкоупругих жидкостей на основе ПАВ, что позволило исключить негативные факторы применения в качестве потокоотклонителей полимерных жидкостей и тем самым повысить рабо-

чую температуру до 150 °С и избежать вторичной кольматации обрабатываемого коллектора, а также трудоемкого процесса приготовления гелей.

Самоотклоняющаяся кислота

Разработка гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ на основе ПАВ и кислотных составов серии ФЛАКСОКОР дала возможность получить кислотную композицию, способную повышать свою вязкость по мере увеличения pH, или, другими словами, по мере истощения в результате реагирования с карбонатной породой коллектора. В результате образования высоковязкого геля происходит "автоматическое" отклонение последующих порций неотработанной кислоты. Таким образом, исключается необходимость в закачке инертных к породе объемов жидкости в скважину

и достигается максимальная эффективность использования кислотного состава.

При обработке самоотклоняющейся кислотой возможно формирование червоточин в матрице коллектора за счет не только неоднородностей породы, но и перенаправления вектора воздействия на породу в результате повышения сопротивления образовавшегося геля.

Преимуществом самоотклоняющегося кислотного состава является также его низкая вязкость в исходном состоянии, которая составляет около 7 мПа*с при температуре 20 °С, что позволяет применять технологию потокоотклонения при работе с колтюбинговыми установками.

В результате проведения исследовательской работы были определены пять вариантов составов гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ, которые охватывают весь перечень технологий, где необходимо применение вязкоупругих жидкостей вплоть до жидкости для закачки проппанта в высоких концентрациях.

В таблице представлены результаты определения динамической вязкости в зависимости от истощения кислотного состава и температуры с рецептурой гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ, которая в большей степени заинтересовала заказчиков.

Как видно из таблицы, состав показал повышение вязкости по мере истощения кислотного состава, при этом четко прослеживается его зависимость от температуры окружающей среды. Конечная вязкость кислотных составов на основе СУРФОГЕЛЬ может быть отрегулирована изменением его концентрации в широком диапазоне в зависимости от геологических условий и поставленных задач.

Снижение вязкости до исходного значения в процессе освоения скважины происходит за счет взаимодействия с пластовыми водами и углеводородами.

На рис. 1 отражена статистическая модель поведения самоотклоняющегося кислотного состава на основе ФЛАКСОКОР 210 и гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ. Динамическая вязкость истощенного карбонатом кальция состава

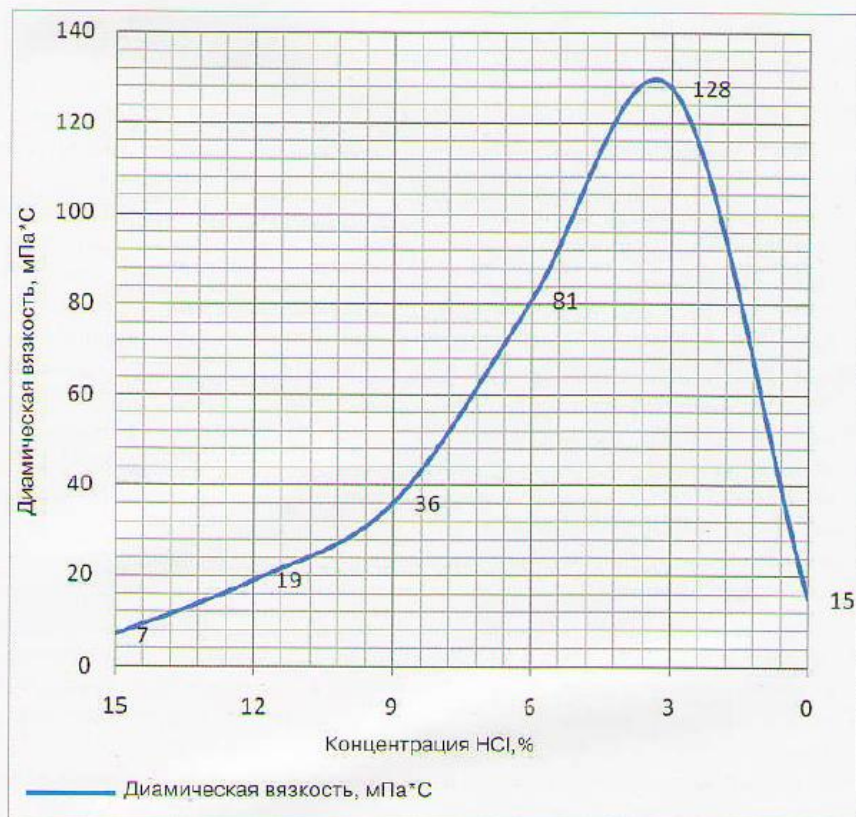


Рис. 1. Статистическая модель поведения самоотклоняющегося кислотного состава на основе ФЛАКСОКОР 210 и гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ

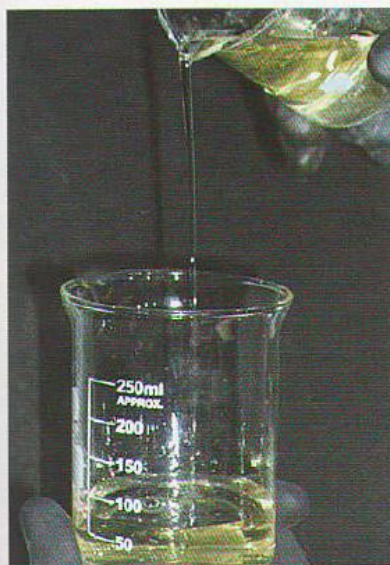


Фото 1



Фото 2

- высокая способность проникновения в поровое пространство перфорированной части пласта вследствие низкого межфазного натяжения на границе "кислотный состав - нефть", высокая поверхностная активность;

- высокая растворяющая способность по отношению к солям и нефтяным углеводородам;

- высокая диспергирующая способность по отношению к АСПО;

- низкая коррозионная активность.

Также необходимо отметить, что кислотные составы ФЛАКСОКОР изготавливаются из синтетической соляной кислоты, не содержащей хлорорганических соединений и плавиковой кислоты.

Потокоотклонение в процессе большеобъемных обработок призабойной зоны пласта

Технология большеобъемных обработок призабойной зоны пласта часто подразумевает применение пачек отклонителя в виде полисахаридного геля, который может вторично кольматировать коллектор. Деструкция сшитого геля происходит не в полном объеме, что существенно осложняет процесс освоения и вывода на режим нефтедобывающих скважин. К недостаткам применения полисахаридов можно отнести и чувствительность к минерализованным водам, сложность технологического процесса приготовления, что существенно удорожает работы, так как требует специализированной техники.

Применение гелей на основе гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ позволяет избежать всех вышеперечисленных недостатков, поскольку данный продукт является жидкостью, которая легко растворяется в воде, в том числе и минерализованной. При этом не требуется привлечения узкоспециализированной техники при невысоких вязкостях гелей.

На рис. 2 представлены графики изменения динамической вязкости в зависимости от концентрации СУРФОГЕЛЬ в растворе хлористого кальция. Пределом динамической вязкости в данном случае служило значение, при котором существует техническая возможность закачки гелей насосными агрегатами на повышенных режимах.

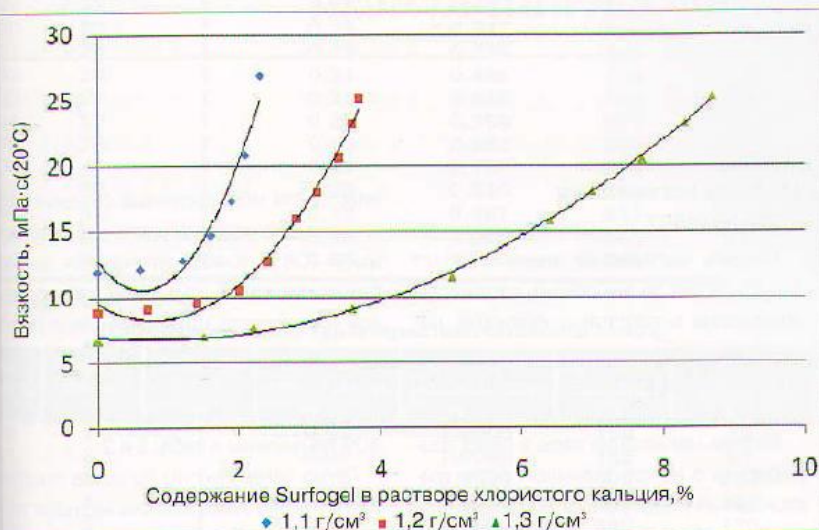


Рис. 2. Изменение динамической вязкости кислотного состава в зависимости от концентрации гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ в растворе хлористого кальция

снижалась путем перемешивания его с нефтью.

На фото 1 и 2 изображен состав на основе СУРФОГЕЛЬ и ФЛАКСОКОР 210 до и после истощения.

Гелирующий агент СУРФОГЕЛЬ имеет полную совместимость с соляной кислотой, содержащей ингибитор коррозии СОЛИНГ, но в настоящее время стандарты нефтедобывающих предприятий требуют совместимости готового к закачке кислотного состава с нефтями месторождений, на которых планируется его применение. В связи с этим были разработаны кислотные составы серии

ФЛАКСОКОР, совместимые с СУРФОГЕЛЬ.

К отличительным особенностям кислотных составов серии ФЛАКСОКОР относятся:

- низкая скорость реакции с карбонатной породой, обеспечивающая глубокое проникновение в пласт;

- способность стабилизировать ионы железа (до 5000 ppm) в растворенном состоянии при растворении железосодержащих осадков;

- способность эффективно предотвращать образование стойких высоковязких нефтесекретных эмульсий;