УДК 622.276

М.К.РОГАЧЕВ
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Д.В.МАРДАШОВ
аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
К.В.СТРИЖНЕВ
ОАО «Газпромнефть»

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ И СТИМУЛЯЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПРИ ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ

Опыт разработки нефтяных месторождений свидетельствует о том, что в процессах глушения скважин, а также при их эксплуатации постепенно ухудшаются фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта. Причиной этого процесса является использование технологических жидкостей на водной основе, которые наиболее широко применяют на данном этапе развития нефтяной отрасли. В настоящее время значительное внимание уделяется вопросу увеличения зоны охвата пласта активной кислотой при интенсификации добычи нефти и газа.

Альтернативными системами решения подобных проблем являются составы на углеводородной основе, а именно обратные эмульсии.

Experience in development of oil deposits testifies that filtration parameters of bottom-hole formation zone are gradually declining due to killing and exploitation of wells. The main cause of this is utilization of water-based technological fluids which are currently widely used in the oil industry. A significant attention is paid nowadays to increasing the reservoir penetration area by use of active acids to stimulate oil and gas wells. Hydrocarbon-based compositions, particularly invert emulsions, are alternative systems to solve these problems.

На современном этапе развития нефтедобывающей отрасли известно, что на производительность эксплуатационных скважин большое влияние оказывают физико-химические процессы, происходящие при воздействии различных технологических операций на продуктивный коллектор и насыщающий его флюид. К таким процессам необходимо отнести работы по глушению скважины на время проведения ремонта, заканчиванию и интенсификации притока.

При использовании в качестве жидкостей глушения скважин (ЖГС) водных растворов неорганических солей в процессе проведения ремонтных работ и других операций можно выделить основные причины, приводящие к снижению фильтрационных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП):

- поглощение технологической жидкости продуктивным пластом или его насыщение фильтратом;
- образование нерастворимых осадков в призабойной зоне в результате контакта технологической жидкости с пластовыми флюидами и изменения температуры;
- набухание глинистого материала пласта в результате взаимодействия с фильтратом технологической жидкости;
- кольматация пор пласта частицами твердой фазы технологической жидкости [4].

Существует два основных способа по предотвращению отрицательного влияния традиционно используемых технологических жидкостей на продуктивный коллектор: использование технологий, исключающих контакт водных составов технологических жидкостей с породами ПЗП (забойные отсекатели); использование гидрофобизирующих составов технологических жидкостей. Наиболее перспективен в нефтедобывающей отрасли второй способ [1, 2]. В отечественной и зарубежной практике наи-

большее распространение получили гидрофобизирующие составы в качестве ЖГС при их подземном ремонте. Основываясь на результатах исследований и испытаний, выработан следующий подход к выбору гидрофобизирующих составов ЖГС и технологий их применения [3].

Эффективность соляно-кислотных обработок оценивается глубиной проникновения кислоты в пласт до ее полной нейтрализации. В пластах, представленных карбонатными породами с хорошо развитой естественной трещиноватостью, кислота может прореагировать в непосредственной близости от забоя скважины. Использование обратных кислотных эмульсий позволяет сочетать селективную изоляцию и направленную кислотную обработку за счет образования высоковязких эмульсий.

При проведении исследований блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава (БГЭС) в качестве эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий использовалось синтезированное поверхностно-активное вещество (ПАВ) на основе полиэтиленполиамина и легкого таллового масла. Используемый эмульгатор обладает высокой поверхностной активностью или низким межфазным натяжением на границе раздела углеводородного раствора эмульгатора с дистиллированной водой. Низкое межфазное натяжение на границе раздела фаз – одно из важнейших условий получения стабильной эмульсии.

На основании проведенных лабораторных исследований и обобщения опыта работы сформулированы главные требования к обратным эмульсиям, используемым в нефтедобыче:

- регулируемые плотности в широких пределах;
- наличие необходимых структурно-реологических свойств и их регулируемость;
- наличие определенных значений статического напряжения сдвига, снижающих глубину проникновения в пласт;
- стабильность во времени, а также устойчивость к температурному воздействию;
- низкая коррозионная активность;
- максимальное сохранение коллекторских свойств пласта.

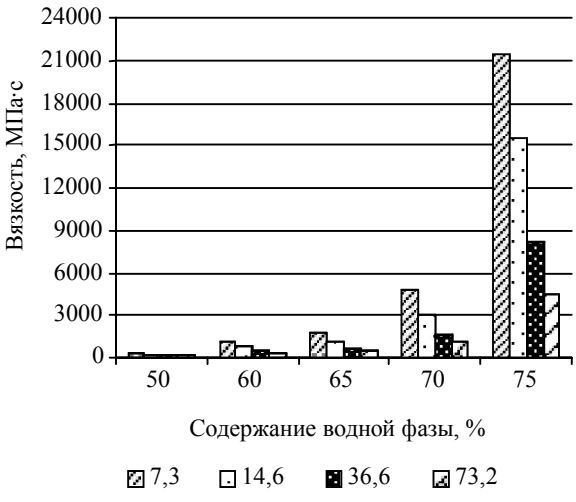
Технологические характеристики БГЭС следующие:

Параметр	Характеристики составов
Плотность, г/см^3	0,9-1,3
Динамическая вязкость, МПа·с	200-3040
Статическое напряжение сдвига, дПа	2,2-52,8
Термостабильность, ^{o}C	80-90
Скорость коррозии, г/м^2·ч	0,07-0,14
Коэффициент восстановления проницаемости (для нефти), %	80-95

Реологические исследования составили важную часть в общем исследовании по подбору и оптимизации эмульсионных составов. Вязкость БГЭС (см. рисунок) зависит от скорости сдвига и возрастает с увеличением содержания внутренней фазы.

Статическое напряжение сдвига (СНС) характеризует прочность тиксотропной структуры эмульсии в состоянии покоя. С увеличением содержания дисперсной фазы наблюдается рост значений СНС, согласно которому можно выбрать БГЭС со значениями СНС, соответствующими техническим требованиям.

Лабораторными исследованиями установлено, что коэффициент восстановления проницаемости ПЗП при контакте с обратными эмульсиями составляет 0,80-0,95, а при контакте с системами на водной основе – 0,05-0,35. В последнем случае проницаемость по нефти снижается в 2-6 раз. Глушение скважин обратными эмульсиями сопро-



Изменение вязкости БГЭС в зависимости от содержания дисперсной фазы

вождается сохранением дебитов по нефти после ремонтных работ, а также легкостью освоения скважин.

Универсальность синтезированного ПАВ на основе полиэтиленполиамина и легкого таллового масла заключается в способности данного эмульгатора к образованию агрегативно-устойчивого интенсифицирующего состава в виде обратной кислотно-нефтяной эмульсии, дисперсной (внутренней) фазой которого является водный раствор соляной кислоты, используемый для глубокой кислотной обработки трещиноватых карбонатных коллекторов. Подобным образом можно добиться решения одной из основных проблем в области соляно-кислотных обработок призабойной зоны карбонатных пластов – увеличение глубины обработки пласта.

Эффективность обратного кислотного состава (ОКС) оценивалась в соответствии с технологическими свойствами состава:

- регулируемой стабильностью («время жизни» состава);
- регулируемыми реологическими свойствами;
- низкой скоростью коррозии;
- низкой скоростью взаимодействия с карбонатной породой.

Время стабильности эмульсии регулируется температурой, концентрацией эмульгатора и составом дисперсной фазы и зависит главным образом, от состава внутренней фазы. С увеличением концентрации соляной кислоты в дисперсной фазе (числитель) время стабильности состава уменьшается (см. таблицу).

Стабильность ОКС на основе эмульгатора ЯЛАН Э-1

Состав ОКС, % (по объему)			Термостабильность (80 °С), ч
Эмульгатор (d = 0,95)	Дизельное топливо (d = 0,82)	Дисперсная фаза (концентрация) HCl	
0,25-3	37-39,75	50/10	20-24
1-3	37-39	50/20	13-17
1-3	37-39	70/10	19-23

При 100 %-ной агрегативной устойчивости обратный кислотный состав не взаимодействует с карбонатной породой, так как водный раствор соляной кислоты находится в дисперсной (внутренней) фазе, т.е. не происходит прямого контакта кислоты с карбонатом. При потере стабильности ОКС происходит разделение состава на углеводородную фазу и водный раствор, содержащий кислоту. Скорость взаимодействия разрушенного состава (A_y = 0 %) с карбонатной породой в 3-4 раза меньше, чем скорость взаимодействия кислоты с карбонатом. Это объясняется тем, что порода гидрофобизуется углеводородной фазой, содержащей синтезированное ПАВ на основе полиэтиленполиамина и легкого таллового масла. Таким образом, глубина проникновения кислотного состава может быть увеличена без потери активности кислоты за счет значительного снижения скорости взаимодействия ОКС с породой, находящейся в дисперсной фазе обратной эмульсии.

Подобные составы с многофункциональным назначением являются основой совмещенной технологии, позволяющей комплексно решать проблемы сохранения, восстановления и повышения фильтрационно-емкостных свойств ПЗП.

Успешность использования обратных эмульсий объясняется их способностью к сохранению, восстановлению и повышению фильтрационно-емкостных свойств пласта, регулируемым диапазоном структурно-реологических свойств, высокой агрегативной устойчивостью и доступностью составляющих компонентов. Применение в качестве жидкостей глушения и интенсифицирующих составов гидрофобных обратных эмульсий позволяет сохранять и увеличивать дебиты скважин, снижать обводненность скважинной продукции, сокращать сроки выхода скважин на режим эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Регулирование фильтрационных характеристик пород призабойной зоны на поздней стадии разработки месторождения / В.Н.Нюняйкин, И.В.Генералов, М.К.Рогачев, Ю.В.Зейгман // Нефтяное хозяйство. 2002. № 2. С.44-45.

2. *Рогачев М.К.* Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К.Рогачев, К.В.Стрижнев. М.: Недра, 2006. 57 с.

3. Совершенствование технологий глушения скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов / В.Н.Нюняйкин, И.В.Генералов, М.К.Рогачев, Ю.В.Зейгман // Нефтяное хозяйство. 2001. № 10. С.74-75.

4. *Токунов В.И.* Технолоические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И.Токунов, А.З.Саушин. М.: Недра, 2004. 93 с.

УДК 549.651.24