

ра системы управления были такими же, как и для скважины № 67. Анализ графика переходного процесса показывает, что при первом освоении новой скважины существует ее отличие от выбранного прототипа, касающееся формирования желаемой диаграммы изменения динамического уровня. В то же время при выборе астатического регулятора системы управления по предлагаемой методике установившееся значение динамического уровня жидкости в скважине соответствует требуемой величине, причем статическая точность поддержания выходной координаты определяется только метрологическими свойствами датчика обратной связи, например эхолота.

Таким образом, разработанная система управления погружным электроцентробежным насосом может использоваться не только для вывода скважины на стационарный режим работы после капитального ремонта, но и при первом освоении скважины.

УДК 622.276

**Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев, А.Р. Мавлиев**

*Россия, г. Санкт-Петербург, Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)*

## **ПРИМЕНЕНИЕ ЭМУЛЬСИОННЫХ СОСТАВОВ ПРИ ГЛУШЕНИИ И СТИМУЛЯЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПЕРЕД ПОДЗЕМНЫМ РЕМОНТОМ**

Как свидетельствует опыт разработки нефтяных месторождений, ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) происходит вследствие отрицательного влияния технологических жидкостей, используемых в процессах вскрытия продуктивного пласта, подземного ремонта и эксплуатации нефтяных скважин. Применение традиционно используемых составов технологических жидкостей на водной основе приводит к значительному снижению проницаемости продуктивного пласта по углеводородной фазе и, как следствие, к снижению темпов добычи нефти. В связи с этим исследова-

ния, связанные с разработкой новых гидрофобизирующих составов жидкостей глушения и стимуляции скважин, а также технологий их применения для сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП при подземном ремонте, считаются актуальными в нефтегазовой отрасли [1, 4].

При разработке новых составов технологических жидкостей в качестве исходных химических реагентов использовали неионогенные синтезированные поверхностно-активные вещества (ПАВ), предоставленные ООО «Синтез-ТНП» (г. Уфа, Республика Башкортостан):

- продукт реакции полиэтиленполиамина (ПЭПА) с легкой фракцией таллового масла (ЛТМ);

- продукт реакции триэтаноламина (ТЭА) с жирными кислотами таллового масла (ЖКТМ).

- Лабораторные исследования, проводимые совместно с ООО «ОТО» (г. Самара), были направлены на разработку обратно-эмulsionных и гидрофобизирующих составов на основе данных ПАВ, а именно:

- блокирующего состава обратной водонефтяной эмульсии (ОВНЭ), стабилизированного продуктом реакции ПЭПА и ЛТМ (с целью сохранения фильтрационных характеристик терригенных пород-коллекторов);

- интенсифицирующего состава обратной кислотно-нефтяной эмульсии (ОКНЭ), стабилизированного продуктом реакции ПЭПА и ЛТМ (с целью улучшения фильтрационных характеристик карбонатных пород-коллекторов);

- гидрофобизирующего водного состава (ВГС) в виде водной дисперсии продукта реакции ТЭА и ЖКТМ (с целью восстановления фильтрационных характеристик терригенных пород-коллекторов).

Первоочередной задачей при разработке рецептур новых составов технологических жидкостей являлось определение оптимальной концентрации ПАВ (табл. 1). Следует отметить, что составы обратных эмульсий, стабилизированные реагентом-эмульгатором на основе ПЭПА и ЛТМ, обладают высокой термостабильностью, т. е. 100 %-ной агрегативной устойчивостью при 80°C, что позволяет рекомендовать данный

типа ПАВ для использования в условиях повышенных пластовых температур, в частности на месторождениях Западной Сибири [3].

*Таблица 1*

**Состав и технологические параметры обратных эмульсий, стабилизированных эмульгатором на основе ПЭПА и ЛТМ**

Состав обратной эмульсии, % об.			Характеристика дисперсной фазы		Плотность, г/см <sup>3</sup>	Термостабильность при 80°C, сут.
эмульгатор	дизельное топливо	дисперсная фаза	концентрация, %	тип раствора		
3	37	60	40	CaCl <sub>2</sub>	1,165	10
3	17	80	50	ZnCl <sub>2</sub>	1,420	10
1	49	50	12	HCl	0,940	1
1	19	80	24	HCl	1,060	1

Для исследования влияния состава ОВНЭ, стабилизированного реагентом-эмulsionатором (на основе ПЭПА и ЛТМ), на фильтрационные характеристики пород-коллекторов были проведены лабораторные испытания с моделированием процесса «глушения-освоения» скважины в термобарических условиях с использованием естественного керна терригенных отложений на установке оценки качества повреждения пласта FDES-645 компании Coretest Systems Corporation (рис. 1).

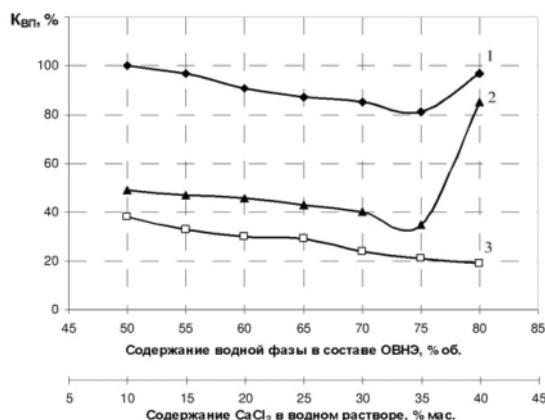


Рис. 1. Динамика изменения коэффициента восстановления проницаемости при моделировании операции «глушения-освоения» скважины:  
 1 – влияние ОВНЭ на нефтенасыщенный керн; 2 – влияние ОВНЭ на водонасыщенный керн; 3 – влияние водного раствора  $\text{CaCl}_2$  на нефтенасыщенный керн

Согласно результатам экспериментальных исследований состав ОВНЭ, стабилизированный реагентом-эмультгатором (на основе ПЭПА и ЛТМ), при попадании в пористую среду породы-коллектора проявил гидрофобизирующие свойства, что выразилось в сохранении проницаемости по углеводородной фазе (коэффициент восстановления проницаемости  $K_{BP}$  составил 80-100%) и увеличении фильтрационных сопротивлений по отношению к водной фазе ( $K_{BP}$  при этом составил в среднем 50%).

Логично предположить, что использование данного эмульсионного состава в качестве ЖГС перед подземным ремонтом обеспечит сохранение дебитов скважин по нефти и снижение обводненности добываемой продукции.

Влияние состава ОКНЭ, стабилизированного реагентом-эмультгатором на основе ПЭПА и ЛТМ, на пористую среду породы-коллектора оценивалось по результатам фильтрационных исследований при его взаимодействии с насыпной моделью карбонатной породы. Результаты исследований показали, что у разработанного состава в отличие от традиционно используемого водного раствора HCl скорость взаимодействия дисперсной фазы (водный раствор HCl) с углеводородо- и водонасыщенными образцами пород-коллекторов меньше в 2-3 раза (рис. 2).

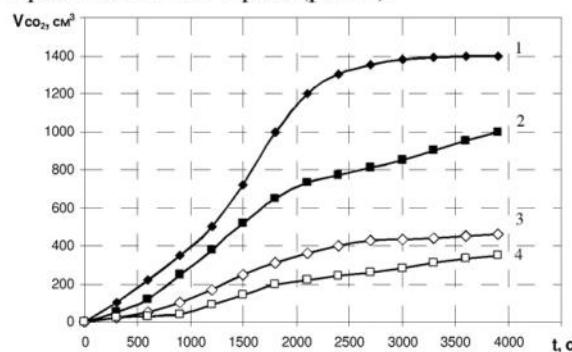


Рис. 2. Динамика изменения объема выделившегося  $\text{CO}_2$  при взаимодействии кислотного состава с моделью карбонатной породы:  
1, 2 – 20%-ный водный раствор HCl при взаимодействии с водо- и углеводородонасыщенной пористой средой;  
3, 4 – ОКНЭ (эмультгатор – 1% об., дизельное топливо – 49% об., 20%-ный водный раствор HCl – 50% об.) при взаимодействии с водо- и углеводородонасыщенной пористой средой

Таким образом, применение ОКНЭ в качестве интенсифицирующей технологической жидкости позволит увеличить глубину обработки ПЗП активной кислотой, обеспечивая равномерное проникновение эмульсионного состава в продуктивный коллектор.

Одним из основных преимуществ разработанных эмульсионных составов перед традиционно используемыми технологическими жидкостями на водной основе является возможность регулирования их технологических свойств за счет изменения количества и типа их дисперсной (водной) фазы. Так, плотность ОВНЭ является регулируемой величиной и может изменяться в достаточно широких пределах ( $0,950 - 1,420 \text{ г}/\text{см}^3$ ). Составы ОВНЭ и ОКНЭ представляют собой жидкости с неニュтоновским характером течения. Динамическая вязкость в таких системах зависит от напряжения сдвига и является функцией скорости сдвига. При изменении содержания дисперсной фазы в составах от 50 до 70 % об. вязкость эмульсий варьируется в широком диапазоне ( $200 - 3000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  при скоростях сдвига  $14,6 - 73,2 \text{ с}^{-1}$ ), что позволяет регулировать степень их проникновения в пласт в зависимости от целей обработки.

Исследования коррозионной активности разработанных составов ОВНЭ и ОКНЭ показали их высокие защитные свойства по отношению к металлам (в отличие от традиционно применяемых технологических жидкостей на водной основе). Согласно анализу результатов лабораторных испытаний (табл. 2) эмульсионные составы обладают меньшей скоростью коррозии в сравнении с водными растворами  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{HCl}$  (ОВНЭ в 3 раза и ОКНЭ в 30 раз). Подобный эффект объясняется тем, что дисперсионной средой этих составов является углеводородная жидкость (нефть), которая, соприкасаясь с металлической поверхностью, снижает степень взаимодействия дисперсной фазы эмульсии (водного раствора  $\text{CaCl}_2$  или  $\text{HCl}$ ) с металлом. Защитное действие составов при этом усиливается за счет присутствия в них ПАВ на основе ПЭПА и ЛТМ.

Таблица 2

**Коррозионная активность обратных эмульсий в сравнении с водными растворами солей и кислот при 80°C**

Исследуемый состав	Скорость коррозии, г/м <sup>2</sup> ·час
ОВНЭ	0,136
Водный раствор CaCl <sub>2</sub> (30%)	0,418
ОКНЭ	1,107
Водный раствор HCl (12%)	33,010

Для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, с высокой обводненностью скважинной продукции применение гидрофобно-эмulsionных составов малоэффективно, так как в данном случае необходимо снизить обводненность и улучшить условия притока нефти к забою скважины, т. е. произвести восстановление фильтрационных характеристик ПЗП. Для решения данной задачи были проведены исследования по разработке гидрофобизирующего состава на водной основе, представляющего собой водную дисперсию ПАВ (продукта реакции ТЭА с ЖКТМ). Исследование механизма влияния разработанного состава на пористую среду породы-коллектора производили путем измерения капиллярного давления в порах естественного керна терригенных отложений на системе измерения капиллярного давления гравиметрическим методом TGC-764 компании Coretest Systems Corporation.

Согласно результатам исследований капиллярное давление водонасыщенного образца керна после обработки составом возросло в 1,5-2,0 раза, что свидетельствует об увеличении фильтрационного сопротивления по отношению к водной фазе. Полученный эффект объясняется процессом гидрофобизации коллектора, в частности изменением характера смачиваемости пористой среды керна под действием реагента. Применение данного гидрофобизирующего состава в качестве ЖГС перед подземным ремонтом позволит снизить обводненность добываемой продукции и увеличить дебиты скважин по нефти.

Таким образом, с целью повышения эффективности эксплуатации добывающих скважин рекомендованы новые составы технологи-

ческих жидкостей для направленного регулирования фильтрационных характеристик ПЗП при подземном ремонте. Разработанные составы обладают гидрофобизирующими свойствами, что выгодно отличает их от традиционно используемых систем на водной основе.

С учетом необходимости проведения подземного ремонта скважины (ПРС) в среднем раз в 1-1,5 года предложен новый подход к решению проблемы сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП, суть которого заключается в совмещении каждой операции глушения скважин перед подземным ремонтом с воздействием на ПЗП разработанными гидрофобизирующими составами технологических жидкостей [2]. Сведения о технологиях и областях эффективного применения этих составов представлены в табл. 3.

*Таблица 3*

**Технологии применения разработанных составов  
технологических жидкостей**

Показатели	Разработанный состав		
	ОВНЭ	ВГС	ОКНЭ
Характеристика состава	Обратная водонефтяная эмульсия – блокирующий гидрофобный состав	Водный гидрофобизирующий состав (1%-ная водная дисперсия реагента-гидрофобизатора)	Обратная кислотно-нефтяная эмульсия – интенсифицирующий гидрофобный состав
Область эффективного применения	Низкопроницаемые коллекторы с малой и средней обводненностью (до 60%)	Средне– и высоко-проницаемые коллекторы с высокой обводненностью (более 60%)	Средне– и высоко-проницаемые коллекторы
Тип коллектора	Терригенный	Терригенный	Карбонатный
Технология применения	Перекрытие интервала перфорации без продавливания в ПЗП	Продавливание в ПЗП из расчета 1,5-2,0 м <sup>3</sup> на 1 м эффективной толщины продуктивного пласта	Продавливание в ПЗП из расчета 1,0-1,5 м <sup>3</sup> на 1 м эффективной толщины продуктивного пласта

Эффективность технологии блокирования ПЗП перед ПРС составом ОВНЭ, разработанным совместно с ООО «ОТО», подтверждена результатами промысловых испытаний, проведенных на 290 скважинах

месторождений Западной Сибири. Высокая эффективность применения данной технологии проявилась в увеличении дебитов в среднем на 5-10 м<sup>3</sup>/сут., сокращении сроков вывода скважин на режим до 1-3 суток и снижении обводненности добываемой продукции на 20-30 %.

Реализация технологий направленного регулирования фильтрационных характеристик ПЗП за счет применения разработанных гидрофобизирующих составов жидкостей глушения и стимуляции скважин путем их использования перед подземным ремонтом позволит повысить эффективность эксплуатации скважин, что в итоге обеспечит наиболее полное извлечение нефти из недр.

#### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Зейгман Ю.В. Физические основы глушения и освоения скважин: учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996. – 78 с.
2. Рогачев М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти. – М.: Недра, 2006. – 295 с.
3. Рогачев М.К., Мардашов Д.В., Стрижнев К.В., Зейгман Ю.В. Разработка технологий глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т. 5. – № 2. – С. 55-58.
4. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2004. – 711 с.

УДК 622.247

**Е.А. Медведев, О.А. Нечаева, В.В. Живаева**

*Россия, г. Самара, Самарский государственный технический университет*

#### **НОВЫЙ СПОСОБ ОЦЕНКИ ПРОЦЕССА КОЛЬМАТАЦИИ ПОРИСТЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН**

Повышение качества строительства глубоких скважин возможно за счёт использования эффективных составов буровых растворов и технологий управления их свойствами с целью предотвращения технологических осложнений в процессе бурения.