УДК 622.276

А.Р.МАВЛИЕВ, *аспирант, mapneft@inbox.ru*
М.К.РОГАЧЕВ, *д-р техн. наук, профессор, 328-84-20*
Д.В.МАРДАШОВ, *канд. техн. наук, ассистент, 328-84-20*
М.В.НАУГОЛЬНОВ, *студент, mihailnaugolnov@mail.ru*
Санкт-Петербургский государственный горный университет

A.R.MAVLIEV, *post-graduate student, mapneft@inbox.ru*
M.K.ROGACHEV, *Dr. in eng. sc., professor, 328-84-20*
D.V.MARDASHOV, *PhD in eng. sc., assistant lecturer, 328-84-20*
M.V.NAUGOLNOV, *student, mihailnaugolnov@mail.ru*
Saint Petersburg State Mining University

РАЗРАБОТКА ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННОГО СОСТАВА ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

На основе исследований по изучению термостабильности гидрофобно-эмульсионных составов, изучения их реологических свойств и моделирования фильтрации в слоисто-неоднородном пласте, и фильтрации в условиях, максимально приближенных к пластовым, разработан оптимальный состав технологической жидкости, позволяющий регулировать фильтрационные свойства породы-коллектора призабойной зоны пласта.

Ключевые слова: гидрофобно-эмульсионный состав, подземный ремонт скважин, призабойная зона пласта, реология, фильтрация.

THE DEVELOPMENT OF THE HYDROPHOBIC EMULSION COMPOSITION FOR OIL WELL REMEDIAL WORK

The investigations of thermostability and rheological properties of the hydrophobic emulsion compositions; modeling the process of filtration in interstratificated and heterogenetic layers, and filtration in conditions maximally approximated to formation conditions were provided. The optimal composition of process liquids which is able to regulate filtration properties of reservoir-formation of the bottom hole formation zone is developed.

Key words: hydrophobic emulsion composition, oil well remedial work, bottom hole formation zone, rheology, filtration.

Одной из причин ухудшения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) нефтяных скважин является их глушение перед подземным ремонтом жидкостью на водной основе. В связи с этим перспективным направлением повышения эффективности эксплуатации нефтяных скважин является применение в качестве жидкостей глушения скважин (ЖГС) гидрофобизирующих химических составов [1, 2].

В рамках данного направления проведены лабораторные исследования по разработке новых гидрофобно-эмульсионных составов (ГЭС) с повышенной термостабильностью для глушения скважин.

В качестве исходных компонентов использовались: дизельное топливо, модель пластовой воды (с минерализацией, характерной для большинства разрабатываемых нефтяных месторождений Западной Сибири), эмульгатор, синтезированный ООО «Синтез-ТНП» (г.Уфа, Республика Башкортостан) на основе растительных масел и аминов, и хлористый кальций для регулирования плотности

эмульсии. Исследование влияния реагента-эмульгатора на агрегативную устойчивость ГЭС определило его оптимальную концентрацию в составе (3 %) [3].

С целью определения агрегативной стойкости составов при температурах до 80 °С были проведены лабораторные исследования, в результате которых установлено, что составы агрегативно устойчивы в течение 2-3 сут в зависимости от соотношения водной и углеводородной фаз. Этого времени достаточно для осуществления операций по подземному ремонту скважины.

На основе проведенных реологических исследований ГЭС с различным содержанием водной фазы выявлено, что их вязкость меняется в широком диапазоне: от 95 до 4000 МПа·с при скоростях сдвига от 9 до 70 $с^{-1}$. При этом значительное увеличение вязкости ГЭС наблюдается при содержании водной фазы более 75 % (рис.1). При содержании водной фазы более 90 % происходит инверсия эмульсии.

Для определения оптимального состава ГЭС были проведены лабораторные исследования на специально разработанном экспериментальном стенде, моделирующем процесс фильтрации в слоисто-неоднородном пласте (моделирование двух пропластков с различной проницаемостью). Это достигалось за счет параллельного подключения двух кернов с отличающимися друг от друга (в 3 раза) значениями проницаемости. В качестве образцов породы-коллектора использовался песчаник с проницаемостью от 0,004 до 0,082 $мкм^2$. Порядок проведения эксперимента следующий:

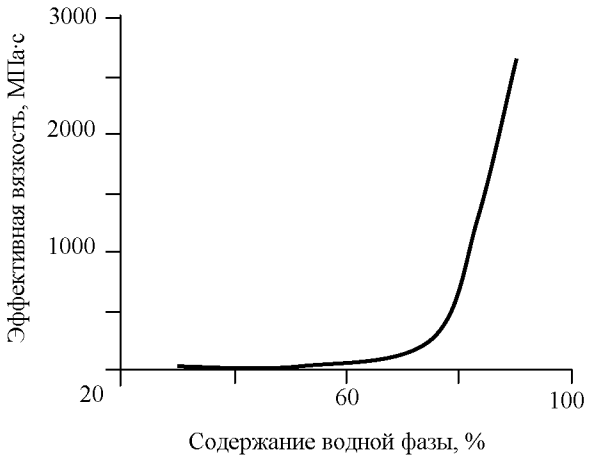


Рис.1. Зависимость эффективной вязкости ГЭС от содержания водной фазы при 20 °С и скорости сдвига 25 $с^{-1}$

- создание остаточной нефтенасыщенности;
- закачка ГЭС;
- выдерживание системы после окончания фильтрации ГЭС в состоянии покоя в течение 1 ч;
- нагнетание воды с давлением, превышающим давление закачки ГЭС на 20 %.

Анализ результатов процесса фильтрации ГЭС с содержанием водной фазы 50, 70, 75 и 80 % через модель неоднородного пласта позволил выявить следующие его особенности:

1. Закачка ГЭС с бóльшим содержанием водной фазы (более вязких) требует создания значительно бóльших градиентов давления.

2. После прокачки ГЭС с содержанием водной фазы 80 % через менее проницаемый керн профильтровалась четверть порового объема, в то время как через более проницаемый – один поровый объем. При содержании водной фазы 50, 70 и 75 %, через менее проницаемый керн профильтровалась треть порового объема ГЭС, через более проницаемый керн – один поровый объем.

3. При нагнетании воды после выдержки системы в состоянии покоя дольше всего отсутствовала фильтрация в более проницаемом образце, заполненном ГЭС с содержанием водной фазы 80 %, в то же время наблюдалась фильтрация воды по менее проницаемому образцу. Это означает, что тиксотропные свойства ГЭС с содержанием водной фазы 80 % повышены.

Для подтверждения эффективности ГЭС с содержанием водной фазы 80 % в условиях, максимально приближенных к пластовым, были проведены фильтрационные исследования на установке FDES-645 (производство фирмы «Coretest Systems»). Исследования проводились на двух образцах породы отдельно. Керн был представлен песчаником одного из месторождений

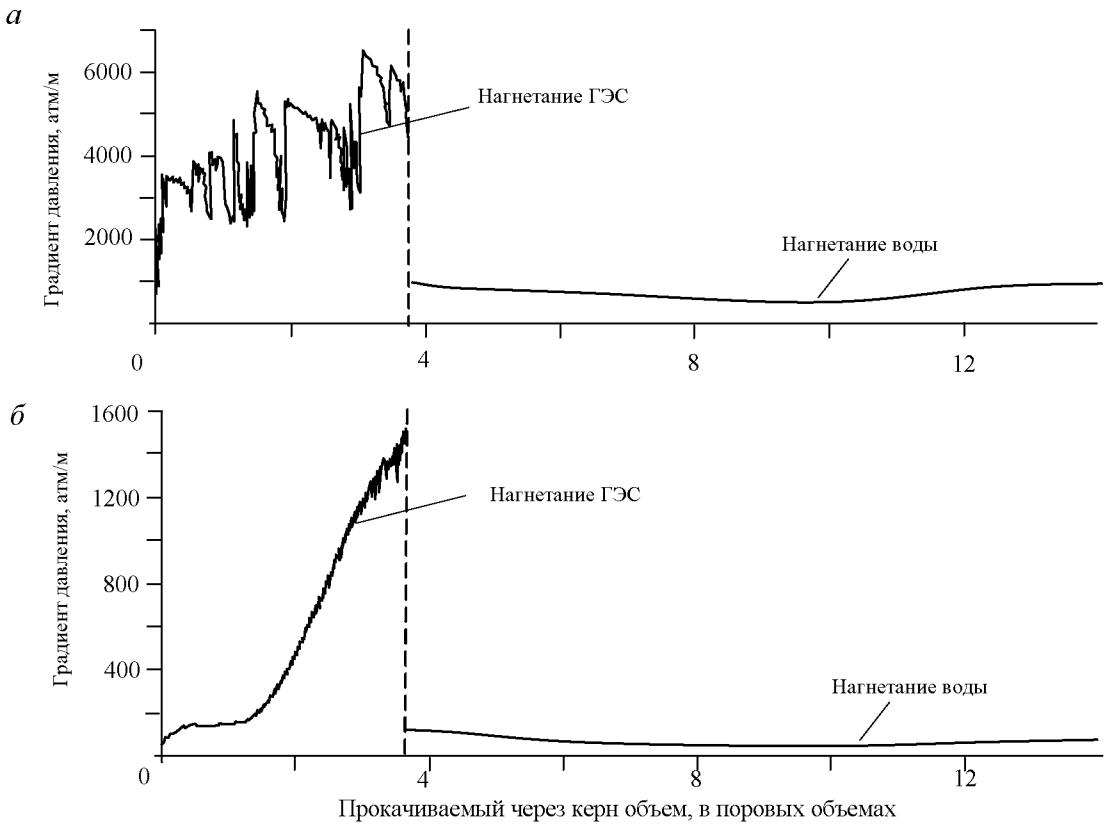


Рис.2. Зависимость градиента давления от объема закачки технологической жидкости через образцы породы № 1 (*а*) и 2 (*б*)

Западной Сибири с условно высокой и средней проницаемостью. Фильтрация проводилась при постоянном расходе (0,5 мл/мин), давлении обжима керна 20 МПа и температуре 350 °С. Результаты испытаний следующие:

Образец	1	2
Проницаемость по воде, мД	14/0,5	90/2,6
Остаточный фактор сопротивления через 24 ч после обработки ГЭС, %	28	1000
Начальный градиент сдвига ГЭС, атм/м	34	160

Примечание. В числителе – до обработки ГЭС; в знаменателе – через 24 ч после обработки.

Процесс нагнетания ГЭС через образцы высокой и средней проницаемости выявил следующие различия (рис.2):

• с самого начала фильтрации через образец породы №1 со средней проницаемостью происходит резкий скачок градиента давления нагнетания по сравнению с высокопроницаемым образцом (3000 и 170 атм/м соответственно);

• после прокачки четырех поровых объемов ГЭС градиенты давлений в образцах № 1 и 2 составили 5000 и 1400 атм/м соответственно. В промысловых условиях продавливание ГЭС в пропласток с низкой и средней проницаемостью, соответствующей проницаемости образца затруднительно, поскольку создать требуемое для этого давление при закачке данной технологической жидкости невозможно. Следовательно, будет происходить ее фильтрация в высокопроницаемые интервалы пласта.

Согласно анализу результатов фильтрационных исследований после обработки ГЭС образец 2 имеет более высокое значение остаточного фактора сопротивления.

Таким образом, разработан оптимальный состав технологической жидкости для

регулирования фильтрационных свойств ПЗП при подземном ремонте нефтяных скважин в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири. К применению рекомендуется ГЭС с содержанием водной фазы (водного раствора хлористого кальция) 80 % и эмульгатора 3 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Токунов В.И.* Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И.Токунов, А.З.Саушин. М., 2004. 711 с.

2. *Рогачев М.К.* Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К.Рогачев, К.В.Стрижнев. М., 2006. 295 с.

3. *Рогачев М.К.* Разработка технологий глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте / М.К.Рогачев, Д.В.Мардашов, К.В.Стрижнев, Ю.В.Зейгман // Нефтегазовое дело. 2007. Т.5. № 2. С.55-58.

REFERENCES

1. *Tokunov V.I.*, *Saushin A.Z.* Process liquids and compositions for the increasing of oil and gas well productivity. Moscow, 2004. 711 p.

2. *Rogachev M.K.*, *Strizhnev K.S.* Prevention of troubles during oil production. Moscow, 2006. 295 p.

3. *Rogachev M.K.*, *Mardashov D.V.*, *Strizhnev K.S.*, *Zeigman Y.V.* The development of technologies of killing a well and stimulation oil wells during remedial well servicing // Petroleum engineering. 2007. Vol. 5. N 2. P.55-58.