

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА ЭМУЛЬСИОННЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Рогачев М.К.¹, Мардашов Д.В., Мавлиев А.Р.

Санкт-Петербургский государственный горный институт, Санкт-Петербург

¹*e-mail: rogatchev@mail.ru*

Стрижнев К.В.

ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург

Аннотация. *Приводятся результаты лабораторных исследований эмульсионных составов, приготовленных с использованием эмульгаторов марок Нефтенол НЗ и ЯЛАН-Э2. Установлено, что эмульсионный состав с использованием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2 по ряду показателей превосходит аналог и может быть рекомендован для практического применения в потокоотклоняющих технологиях на нагнетательных скважинах месторождений Западной Сибири.*

Ключевые слова: *потокоотклоняющие технологии, эмульсионный состав, эмульгатор, термостабильность, фильтрация, реология*

Значительная часть нефтяных месторождений Западной Сибири, относящихся к компании ОАО «Газпромнефть», находятся на поздней стадии разработки и отличаются высокой слоистой неоднородностью продуктивных пластов по проницаемости. При разработке таких залежей происходит опережающее обводнение высокопроницаемых пропластков, что является причиной частичного или полного отключения от процесса дренирования низкопроницаемых продуктивных участков залежи. Поэтому включение в работу слабо дренируемых продуктивных интервалов, а также существенное ограничение фильтрации по высокопроницаемым прослоям может привести к увеличению охвата залежи заводнением и повышению эффективности разработки месторождения в целом.

Для решения данных задач в ОАО «Газпромнефть» внедрены и используются различные виды потокоотклоняющих технологий. Наибольшее распространение из них получили технологии с использованием гелеобразующих систем на основе полиакриламида (с применением ацетата хрома в качестве сшивающего агента). Однако применение данных композиций может привести к полному блокированию высоко- и среднепроницаемых интервалов пласта, обладающих, несмотря на свою повышенную водонасыщенность, значительными запасами нефти, что может привести к их безвозвратной потере [1]. В то же время, реанимация пропластков, заблокированных данными композициями, является достаточно сложным и дорогостоящим процессом. Таким образом, полное отключение от процесса

дренирования отдельных прослоев может привести к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов нефти и снижению конечного коэффициента нефтеотдачи.

В связи с этим, наиболее актуальным является применение на нагнетательных скважинах «щадящих» потокоотклоняющих технологий, которые позволят временно блокировать и частично ограничить фильтрацию воды в высокопроницаемых промытых интервалах продуктивных пластов. Наиболее распространены среди композиций, обладающих данными свойствами, являются эмульсионные составы (ЭС) на углеводородной основе. Технологии с использованием эмульсий были предложены специалистами ВНИИнефти и ЗАО «Химеко-ГАНГ» для месторождений Ноябрьского региона, где идет их применение с 1994 г и по настоящее время [2].

Поскольку эмульсии стабильны ограниченное время при высоких пластовых температурах, блокирование пропластков носит временный характер. Поэтому после разрушения структуры ЭС механизм действия на породу-коллектор заключается в снижении фазовой проницаемости по воде в хорошо дренируемых интервалах пласта за счет гидрофобизации поверхности порового пространства вследствие адсорбции поверхностно-активных компонентов эмульсии. В результате данного воздействия происходит перераспределение фильтрационных потоков в призабойной зоне нагнетательной скважины. Дополнительным положительным эффектом является наличие повышенных нефтеотмывающих свойств у продуктов разрушения ЭС.

Компонентами ЭС, разработанного специалистами ВНИИнефть и ЗАО «Химеко-ГАНГ» являются [2]:

- пластовая вода;
- стабильный бензин или дизельное топливо;
- хлористый кальций;
- эмульгатор марки Нефтенол НЗ.

Реологические и фильтрационные характеристики, а также стабильность ЭС значительно зависит от свойств эмульгатора, поэтому в данной работе проведен анализ лабораторных экспериментов, направленных на сравнение эффективности данных составов, приготовленных с использованием эмульгаторов двух марок:

1. Нефтенол НЗ – углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линоленовой, а также смоляных кислот и триэтаноламина (ТУ 2483-007-1719778-97).

2. ЯЛАН-Э2 – продукт конденсации полиэтиленполиаминов с жирными кислотами талового масла с растворителями и добавками (ТУ 2458-001-22650721-2009), разработанный совместно сотрудниками ООО «Синтез-ТНП» (г. Уфа, Республика Башкортостан) и авторами [3].

Временноблокирующие составы должны быть адаптированы к пластовым условиям и обладать хорошими адгезионными свойствами, повышенными вязко-

упругими характеристиками, амортизирующей способностью при возможно малых объемах закачки, регулируемым временем разрушения [1] и повышенными значениями остаточного фактора сопротивления.

Лабораторные исследования ЭС состояли из следующих этапов:

1. Определение термостабильности.
2. Реологические исследования.
3. Фильтрационные исследования.

Для объективности сравнения ЭС, приготовленных с использованием эмульгаторов двух марок, хлорид кальция из их состава был исключен. Исследование влияния концентрации реагента-эмульгатора ЯЛАН-Э2 на агрегативную устойчивость ЭС показало, что оптимальное его содержание в объеме эмульсии составляет 3 % масс. Содержание компонентов исследуемых ЭС следующее (масс.):

- водная фаза – 75-90 %;
- эмульгатор – 3 %;
- дизельное топливо – остальное.

В качестве водной фазы использовалась приготовленная модель подтоварной воды, состав и минерализация (19 г/л) которой характерны для месторождений Ноябрьского региона.

Термостабильность ЭС определялась путем измерения длительности периода их 100 % агрегативной устойчивости в статических условиях при 80 °С. Из результатов проведенных лабораторных исследований следует, что термостабильность ЭС, приготовленных с использованием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2, в среднем в два раза выше, чем у составов с эмульгатором марки Нефтенол НЗ и составляет в среднем 48 ч.

Реологические исследования ЭС проводились на ротационном вискозиметре Rheotest Rn 4.1 компании Messgerate Medingen GmbH при температуре 20 и 80 °С. Анализ результатов проведенных реологических исследований данных составов (табл. 1) позволяет сделать вывод о том, что эмульсионные составы представляют собой жидкости с неньютоновским характером течения. Динамическая вязкость в таких системах зависит от напряжения сдвига и является функцией скорости сдвига. При изменении содержания дисперсной фазы в составах от 75 до 90 % по массе вязкость эмульсий при 20 °С варьируется в широком диапазоне: 60-990 мПа*с (с содержанием эмульгатора марки Нефтенол НЗ) и 270-4600 мПа*с (с содержанием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2) при скорости сдвига 9 с⁻¹. При этом вязкость ЭС с содержанием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2 в среднем в 4-6 раз выше при 20 °С, чем у составов, приготовленных с использованием эмульгатора марки Нефтенол НЗ при соответствующих концентрациях водной фазы (подтоварной воды).

Таблица 1. Результаты реологических исследований эмульсионных составов

№ п/п	Компоненты эмульсионного состава	Концентрация, % масс.	Эффективная вязкость при скорости сдвига 9 с^{-1} , мПа·с			
			эмульгатор Нефтенол НЗ		эмульгатор ЯЛАН-Э2	
			при 20 °С	при 80 °С	при 20 °С	при 80 °С
1	дизельное топливо	22	60	10	270	185
	эмульгатор	3				
	модель подтоварной воды	75				
2	дизельное топливо	17	105	35	665	675
	эмульгатор	3				
	модель подтоварной воды	80				
3	дизельное топливо	12	235	40	1530	1600
	эмульгатор	3				
	модель подтоварной воды	85				
4	дизельное топливо	7	990	85	4600	4930
	эмульгатор	3				
	модель подтоварной воды	90				

При увеличении содержания водной фазы в ЭС, приготовленном с использованием эмульгатора ЯЛАН-Э2, до 90 % наблюдается значительный рост его вязкости (до 4600 мПа·с). Применение ЭС с данным содержанием водной фазы на практике может привести к осложнениям при закачке данной композиции в скважину и ее продавке в пласт.

Следует также отметить, что в процессе изучения реологических свойств исследуемых композиций при повышенной температуре (80 °С) наблюдалось разрушение ЭС с содержанием эмульгатора марки Нефтенол НЗ. Это проявлялось в виде значительного снижения вязкости данных составов при скоростях сдвига более 3 с^{-1} (рис. 1) и подтверждалось при визуальном осмотре пробы после проведения эксперимента.

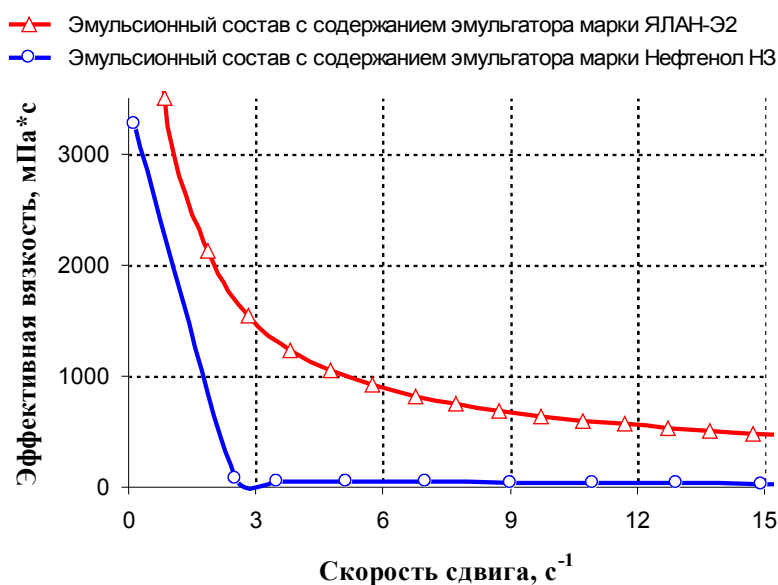


Рисунок 1. Зависимость эффективной вязкости эмульсионных составов с 80 % водной фазой от скорости сдвига при 80 °С

Эффективная вязкость ЭС, приготовленных с использованием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2, с повышением температуры от 20 до 80 °С при концентрациях водной фазы в составе более 80 % увеличивается (табл. 1). Этот эффект проявляется при низких значениях скорости сдвига (рис. 2). При скоростях сдвига в пределах 11-13 с^{-1} происходит выравнивание значений вязкости. При повышенных значениях скорости сдвига вязкость ЭС при 80 °С по сравнению с 20 °С начинает снижаться.

Данное свойство ЭС можно объяснить рассмотрением механизма изменения его структуры. Из-за высокого содержания дисперсной водной фазы более 80 % эмульсия относится к высококонцентрированной или желатинированной [4], особенностью которой является искривление шарообразной поверхности глобул под влиянием адсорбционных слоев ПАВ (в данном случае эмульгатора марки ЯЛАН-Э2). Вероятнее всего, с повышением температуры степень искривления глобул возрастает, что является причиной увеличения вязкости ЭС при малых значениях скорости сдвига. Повышение скорости сдвига ведет к «окатыванию» глобул, приводя их к шарообразной форме, в результате чего вязкость вновь снижается.

Таким образом, в результате выполненных реологических исследований определено оптимальное содержание компонентов в ЭС, предназначенных для применения в потокоотклоняющих технологиях на нагнетательных скважинах, (масс.):

- эмульгатор марки ЯЛАН-Э2 – 3 %;
- подтоварная вода – от 75 до 85 %;
- дизельное топливо – остальное.

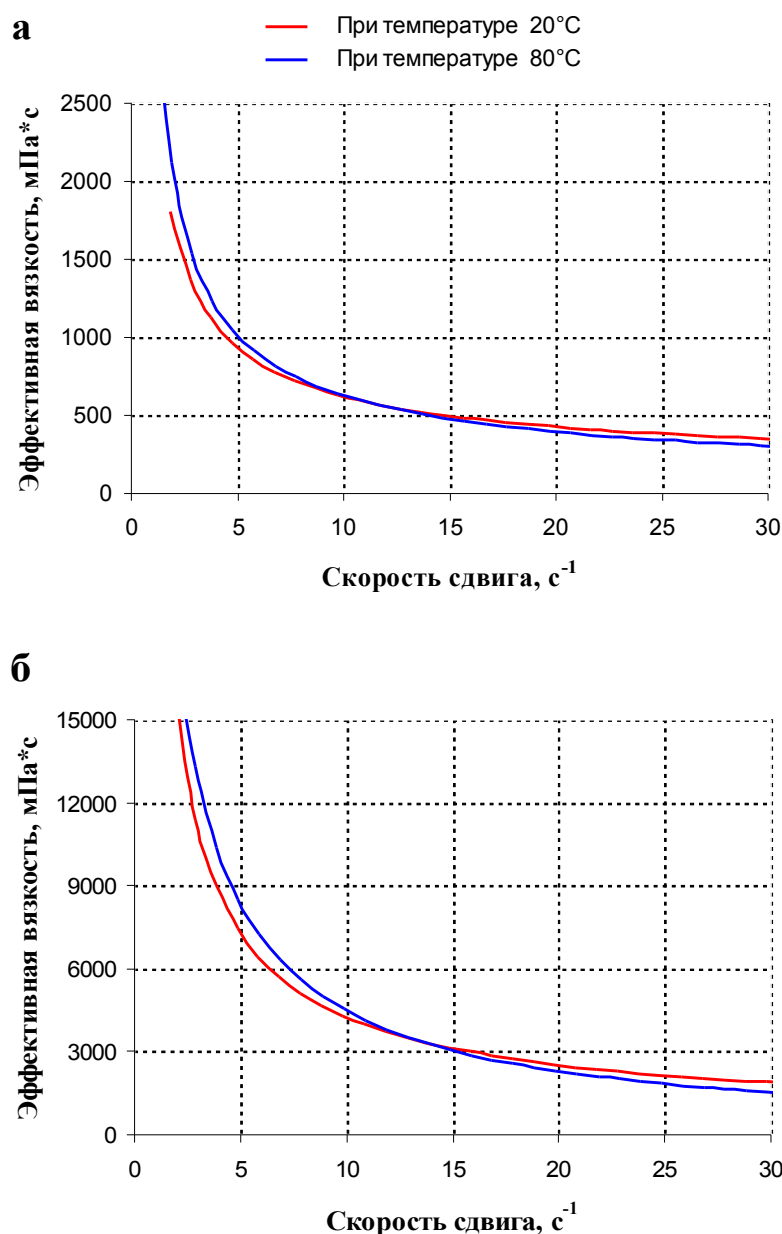


Рис. 2. Зависимость эффективной вязкости эмульсионного состава с содержанием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2 от скорости сдвига при содержании 80% (а) и 90% (б) водной фазы

Для исследования влияния ЭС, стабилизированных эмульгаторами марки Нефтенол НЗ и ЯЛАН-Э2, на породу-коллектор были проведены лабораторные испытания с моделированием процесса закачки данных составов в нагнетательную скважину и последующего пуска ее в работу. Фильтрационные лабораторные исследования проводились на установке по оценке степени ухудшения коллекторских свойств пласта FDES-645 (Coretest Systems Corporation) в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым, с использованием естественных образцов керна месторождений Ноябрьского региона (табл. 2).

Таблица 2. Характеристика образцов керна, используемых в фильтрационных экспериментах

№ образца керна	Месторождение	Пласт	Пористость, %	Абсолютная проницаемость (по гелию), мкм ²	Проницаемость по воде, мкм ²
1	Северо-Янгитинское	БС 11	16,9	0,01	0,005
2	Еты-Пуровское	Ю1-1	14,7	0,032	0,24
3	Северо-Янгитинское	БС 11	14,7	0,182	0,063
4	Вынгапуровское	БВ 6	19,8	0,382	0,282
5	Муравленковское	БС 11	17,7	0,041	0,013
6	Муравленковское	БС 11	18,9	0,254	0,09

Подготовка образцов естественного керна к фильтрационным исследованиям производилась с помощью ручного сверлильного станка MDP-405 и двусторонней обрезной пилы с опцией торцевального круга DTS-430 (Coretest Systems Corporation). Замер основных фильтрационных параметров исследуемых образцов керна производился на автоматизированном пермеамetre-порозимetre AP-608 (Coretest Systems Corporation). Насыщение подготовленных образцов керна приготовленной моделью пластовой воды осуществлялось под вакуумом в ручном сатураторе MS-535 (Coretest Systems Corporation).

Методика проведения фильтрационных исследований состояла из следующих этапов:

1. Образец керна, насыщенный приготовленной моделью подтоварной воды, помещается в кернодержатель установки FDES-645, где создаются термобарические условия, максимально приближенные к пластовым.

2. В режиме постоянного расхода 0,5 см³/мин при 80 °С производится вытеснение пластовой воды приготовленной изовязкозной моделью нефти соответствующего объекта (месторождения и пласта) с целью создания остаточной водонасыщенности в образце керна. Направление фильтрации при этом – «обратное».

3. В режиме постоянного расхода 0,5 см³/мин при 80 °С производится вытеснение нефти приготовленной моделью подтоварной воды с целью создания в образце керна остаточной нефтенасыщенности – моделирование промытых водой продуктивных интервалов нагнетательной скважины. Измерение исходной фазовой проницаемости керна по подтоварной воде в режиме постоянного расхода до стабилизации градиента давления при температуре 30 °С (работающая нагнетательная скважина). Направление фильтрации при этом – «прямое».

4. Закачка в образец керна при 30 °С в режиме постоянного расхода 0,5 см³/мин исследуемого ЭС. Объем закачанной композиции равен двум поровым объемам керна. Направление фильтрации при этом – «прямое».

5. Повышение температуры системы (керна) после окончания закачки состава до 80 °С. Выдержка образца керна в термобарических условиях в состоянии покоя в течение 1 часа.

6. Снижение температуры системы до 30 °С (работающая нагнетательная скважина) и измерение конечной фазовой проницаемости образца керна по подтоварной воде в режиме постоянного расхода 0,5 см³/мин до стабилизации градиента давления. Направление фильтрации при этом – «прямое». Расчет остаточного фактора сопротивления керна (R) после его обработки исследуемым ЭС.

В лабораторных фильтрационных исследованиях использовался следующий состав эмульсионной композиции (мас.):

- эмульгатор – 3 %;
- дизельное топливо – 17 %;
- подтоварная вода (минерализация 19 г/л) – 80 %.

Согласно полученным результатам проведенных фильтрационных исследований (табл. 3) ЭС с содержанием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2 обладает более высокими блокирующими свойствами по отношению к породе-коллектору (R=33-34 ед.) в сравнении с составом, приготовленным с использованием эмульгатора Нефтенол НЗ (R=5-11 ед.). При этом процесс фильтрации ЭС с содержанием эмульгатора ЯЛАН-Э2 сопровождался более высокими значениями его градиента давления закачки (45,2-72 МПа/м) и начального градиента давления сдвига состава водой (15,9-48,5 МПа/м). В то время как значения данных параметров ЭС с содержанием эмульгатора Нефтенол НЗ находятся в диапазонах 0,4-38,3 и 0,1-11,2 МПа/м соответственно.

Таблица 3. Результаты фильтрационных исследований эмульсионных составов

№ образца керна	Марка эмульгатора	Градиент давления закачки ЭС (после прокачки двух поровых объемов), МПа/м	Начальный градиент давления сдвига эмульсионной системы водой, МПа/м	Остаточный фактор сопротивления, ед
1	Нефтенол НЗ	32,6	11,2	5
2	Нефтенол НЗ	38,3	4,4	10
3	Нефтенол НЗ	2,6	1,8	11
4	Нефтенол НЗ	0,4	0,1	6
5	ЯЛАН-Э2	72	48,5	33
6	ЯЛАН-Э2	45,2	15,9	34

На рис. 3, в качестве примера, отображены результаты двух сравнительных экспериментов по фильтрации ЭС с содержанием 80 % водной фазы в виде графических зависимостей градиента давления от количества прокачанных поровых объемов агентов вытеснения. Из представленных данных видно (табл. 3), что остаточный фактор сопротивления после прокачки ЭС, приготовленного с использованием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2, в среднем в три раза выше по сравнению с аналогичной композицией с содержанием эмульгатора Нефтенол НЗ.

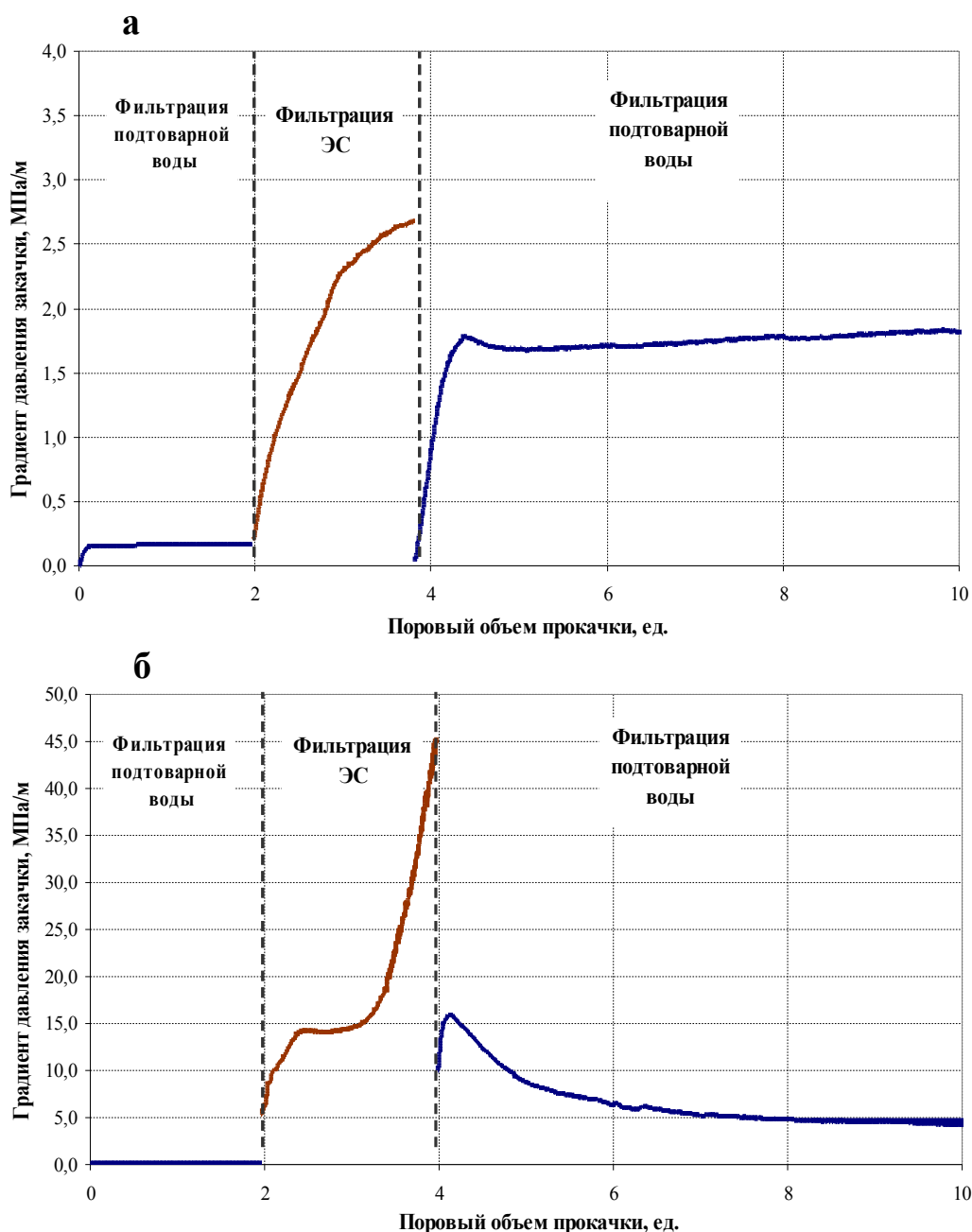


Рис. 3. Зависимость градиента давления закачки от числа прокаченных поровых объемов подтоварной воды и эмульсионного состава с содержанием:

- а) эмульгатора Нефтенол НЗ (образец керна № 3);
- б) эмульгатора ЯЛАН-Э2 (образец керна № 6)

Следует также отметить факт разрушения ЭС, приготовленного с использованием эмульгатора Нефтенол НЗ, при его фильтрации через низкопроницаемый образец керна № 1 (0,005 мкм²). Визуально это проявлялось в виде расслоения эмульсии на выходе из керна на водную и углеводородную фазы. При этом отмечалось достаточно низкое значение остаточного фактора сопротивления – 5 ед. В то же время, обработка данным составом высокопроницаемого образца породы № 4 (0,282 мкм²) не дало нужного эффекта – низкие значения начального градиента давления сдвига ЭС (0,1 МПа/м) и остаточного фактора сопротивления (6 ед.).

Разрушение ЭС с содержанием эмульгатора ЯЛАН-Э2 не выявлено. Эффективность данного состава объясняется его высокими реологическими свойствами, а также хорошей агрегативной устойчивостью и термостабильностью за счет действия реагента-эмульгатора марки ЯЛАН-Э2. К тому же, при необходимости, можно продлевать время 100 %-ой агрегативной устойчивости данных составов при 80 °С за счет добавления хлорида кальция (табл. 4).

Таблица 4 Состав и термостабильность эмульсионных составов

Состав обратной эмульсии, % мас..			Содержание растворенных в водной фазе солей хлорида кальция, % мас.	Термостабильность при 80 °С, сут.
эмульгатор	дизельное топливо	водная фаза		
3	47	50	10	6
3	37	60	40	10
3	27	70	40	10
3	17	80	40	10

На основе анализа результатов проведенных лабораторных исследований следует выделить следующие основные преимущества ЭС, приготовленного с использованием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2, в сравнении с композицией, содержащей эмульгатор марки Нефтенол НЗ:

- повышенная агрегативная устойчивость при температуре 80 °С как в статических, так и в динамических условиях (реологические и фильтрационные исследования);
- высокие блокирующие свойства по отношению к фильтрационным потокам водонасыщенного коллектора;
- более эффективная гидрофобизация породы-коллектора (повышенный остаточный фактор сопротивления).

К тому же, эмульсионный состав, приготовленный с использованием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2, обладает антикоррозионными и бактерицидными

свойствами, а также способностью поглощать сероводород. В связи с этим его применение направлено также на профилактику сероводородной коррозии скважинного оборудования, связанной, как правило, с ростом зараженности продуктивного пласта сульфатовосстанавливающими бактериями на поздней стадии разработки нефтяного месторождения [5].

Выводы

1. Разработан гидрофобный эмульсионный состав, стабилизированный эмульгатором марки ЯЛАН-Э2, отличающийся высокой агрегативной устойчивостью и термостабильностью.

2. Разработанный эмульсионный состав может быть рекомендован для применения в «щадящих» потокоотклоняющих технологиях, направленных на регулирование фильтрационных характеристик призабойной зоны нагнетательных скважин, что может повысить эффективность эксплуатации скважин и при системном использовании на нефтяной залежи увеличить нефтеотдачу.

Литература

1. Герштанский О.С. Интенсификация добычи нефти путем применения временноблокирующих составов // Нефтяное хозяйство. 2004. № 9. С. 96 - 98.

2. Горбунов А.Т., Петраков А.М., Каюмов Л.Х., Крянев Д.Ю., Магадов Р.С., Силин М.А., Чистяков А.Ю. Применение химических реагентов АО «Химко-ГАНГ» для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 1997. № 12. С. 65 - 69.

3. Пат. 2414290 РФ Эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий / М.К. Рогачев [и др.] // Бюл.2011. № 8. С. 3

4. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глущенко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. М.: Недра, 1991. 224 с.

5. Рогачёв М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 295 с.

**DEVELOPMENT OF THE EMULSION COMPOSITIONS
TO ADJUSTMENT FILTRATION PROPERTIES
OF BOTTOM ZONE OF INJECTION WELLS**

M.K. Rogachev¹, D.V. Mardashov, A.R. Mavliev
Saint-Petersburg State Mining University, Saint-Petersburg, Russia
¹*e-mail: rogachev@mail.ru*

K.V. Strizhnev
“Gazpromneft STC” LLC, Saint-Petersburg, Russia

Abstract. *The results of laboratory comparison of emulsion compositions, that were made with emulsifiers Neftenol NZ and YALAN-E2, are presented. It is determined that the emulsion composition, which includes emulsifier YALAN-E2, is better than it's analogue in several characteristics and the practical application of this composition as a liquid in seepage regulation technologies on injection wells of Western Siberian oilfields is suggested.*

Keywords: *seepage regulation technologies, emulsion composition, emulsifier, thermo-stability, filtration, rheology*

References

1. Gershtanskii O.S. Intensifikatsiya dobychi nefi putem primeneniya vremenno-blokiruyushchikh sostavov (Intensification of oil production through the use temporarily blocking compositions). *Oil Industry - Neftyanoe khozyaistvo*, 2004, Issue 9, pp. 96 - 98.
2. Gorbunov A.T., Petrakov A.M., Kayumov L.Kh., Kryanov D.Yu., Magadov R.S., Silin M.A., Chistyakov A.Yu. Primenenie khimicheskikh reagentov AO «Khimeko-GANG» dlya povysheniya nefteotdachi i intensivatsii dobychi nefi (Application of chemical reagents JSC "Himeko-GANG" for enhanced oil recovery and oil production intensification). *Oil Industry - Neftyanoe khozyaistvo*, 1997, Issue 12, pp. 65 - 69.
3. M.K. Rogachev et. al. Emulsifier of return water-oil emulsions. Patent 2414290 of Russian Federation. Date of publication: 20.03.2011.
4. Orlov G.A., Kendis M.Sh., Glushchenko V.N. Primenenie obratnykh emul'sii v neftedobyche (The use of inverse emulsions in oil production). Moscow: Nedra, 1991. 224 p.
5. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. Bor'ba s oslozhnennyami pri dobyche nefi (Struggle with complications in oil production). Moscow: Nedra-Biznestsentr Ltd, 2006. 295 p.