

Бурение скважин и разработка месторождений

Drilling of wells and fields development

25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
(технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-2-53-65

УДК 622.276.4

Лабораторные исследования нефтewытесняющих характеристик растворов эмульсий в поровом пространстве пород-коллекторов

В. Ю. Огорельцев¹, С. А. Леонтьев^{2*}, В. Ф. Дягилев³, В. М. Спасибов²

¹Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

³Филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, Россия

*e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Аннотация. При разработке нефтяных месторождений широко применяются химические методы увеличения нефтеотдачи. Одним из методов выравнивания приемистости являются технологии на основе эмульсий (ЭС). Механизм данной технологии заключается в создании повышенного фильтрационного сопротивления в наиболее выработанных интервалах пласта. Для установления фактических нефтewытесняющих характеристик принятых к испытанию марок эмульгаторов в поровом пространстве нефтесодержащих пород-коллекторов проведен комплекс лабораторных фильтрационных исследований на керновых образцах горизонта АС₁₂ Нижне-Сортимского месторождения.

Обработка лабораторных данных после фильтрации готовых к применению эмульсий через керновые образцы дает прирост коэффициента вытеснения нефти водой от 1,31 до 10,79 %. Построение их корреляционной зависимости позволяет выявить оптимальный для наиболее эффективного применения на группах пластов АС диапазон конечной динамической вязкости составов технологии ЭС, который составляет от 5 до 9 мПа·с.

На основании выполненных лабораторных исследований пород установлено, что проведение геолого-технических мероприятий с применением зарекомендовавшего себя по высокой эффективности от обработок скважин эмульгатора Нефтенол-НЗ даст большой объем дополнительной добычи нефти, в сравнении с применяемым в настоящее время эмульгатором Синол-ЭМ.

Ключевые слова: вязко-эмульсионный состав; химические методы увеличения нефтеотдачи пласта; нефтewытесняющие характеристики; фильтрационные испытания; керновые модели

Laboratory studies of oil-displacing characteristics of emulsion solutions in the pore space of reservoir rocks

Vadim Yu. Ogoreltsev¹, Sergey A. Leontiev^{2*}, Valery F. Diaghilev³,
Victor M. Spasibov²

¹Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, Nizhnevartovsk, Russia

*e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Abstract. Chemical enhanced oil recovery methods are widely used in field development. One of the methods for leveling injectivity is emulsion-based technologies. The mechanism of this technology is to create an increased filtration resistance of the most depleted reservoir intervals. To establish the actual oil-displacing characteristics of the emulsifier grades accepted for testing in the pore space of oil-containing reservoir rocks, a set of laboratory filtration studies was carried out on high-permeability core models at the AS₁₂ horizon of the Nizhne-Sortymenskoye oil field.

Processing laboratory data after filtration of ready-to-use emulsions through core samples gives an increase in the oil displacement coefficient by water from 1.31 to 10.79 %. When constructing their correlation dependence, it is possible to identify the range of the final dynamic viscosity (from 5 to 9 mPa·s) of the compositions of the emulsion-based technology, which is optimal for the most effective application on groups of AS formation.

Based on the laboratory studies of rocks, it was established that carrying out geological and technical measures using the emulsifier Neftenol-NZ, which has proven itself in high efficiency from well treatments, will give a large volume of additional oil production, in comparison with the currently emulsifier Sinol-EM.

Key words: viscous-emulsion composition; chemical enhanced oil recovery methods; oil-displacing characteristics; filtration tests; core models

Введение

Под выравниванием профиля приемистости подразумеваются технологии, которые направлены на распределение закачиваемой воды в разрезе ближней зоны нагнетательной скважины, как первый шаг по обеспечению равномерности выработки запасов нефти. Способ решения этой задачи для всех без исключения методов выравнивания профиля приемистости заключается в выравнивании фильтрационных сопротивлений по разрезу пласта путем избирательного действия тех или иных технологий воздействия [1–16].

К методам, выравнивающим профиль приемистости, относятся технологии на основе эмульсий. Данная группа технологий является одной из наиболее массовых по объему внедрения в ПАО «Сургутнефтегаз»¹ (29,2 % всех обработок в 1991–2017 гг.) [17–20].

ВЭС — вязко-эмульсионный состав. Технология применения ВЭС является основной эмульсионной технологией и базовой для всех эмульсионных технологий. Она реализовывалась в двух модификациях: закачка ВЭС с КНС (2 900 скважино-операций) и адресная закачка ВЭС индивидуально в конкретную нагнетательную скважину (6 800 скважино-операций). Объем закачки раствора в одну нагнетательную скважину лежал в диапазоне от 50 до 500 м³. Основной используемый реагент — эмульгатор (нефтенол, эмультерм и т. д.) с рабочей концентрацией 1–5 % вес.

¹ Отчет о НИР. Результаты применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» / СургутНИПИнефть, Тюмень, 2011. — 98 с.

Механизм действия технологии заключается в следующем: создать в наиболее проницаемых, наиболее выработанных интервалах пласта, в которые преимущественно поступает состав, повышенное фильтрационное сопротивление и за счет этого подключить к процессу фильтрации слабодренлируемые и неработающие интервалы пласта, что приведет к выравниванию профиля приемистости (ВПП) и увеличению охвата пласта заводнением. Кроме того, ВЭС, обладающий повышенными вязкостными свойствами, способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти по сравнению с традиционным заводнением. Эффект завершается после разрушения эмульсии, которое при правильном обосновании объема и концентрации основного компонента — нефтеноса может наступить через 10–12 месяцев после закачки ВЭС.

Наиболее эффективно применение ВЭС на средних стадиях разработки (2–3 стадия) при средней текущей обводненности на участках воздействия 40–80 %. В целом применение закачки ВЭС за всю историю было эффективно (накопленная удельная эффективность 500 т/скв.-опер. при закачке с КНС и 1 800 т/скв.-опер. при адресной закачке), но дальнейшие объемы ее применения в ближайшие годы будут заметно увеличиваться в связи с необходимостью ее массового применения на активно разбухающих пластах ЮС₂. Основные перспективы применения технологии² связаны с пластами группы АС, и пластами ЮС₂ и БС₁₀ [17, 18].

Объект и методы исследования

Лабораторные исследования составов на основе эмульсий по измерению коэффициента проницаемости и вытеснения нефти из образцов керна соответствуют требованиям нормативной документации^{3, 4, 5, 6}.

В качестве образцов породы-коллектора используются правильной формы цилиндры, которые были выбурены из полноразмерного керна горизонта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения. В ходе лабораторного эксперимента поддерживались барометрические параметры, которые соответствуют пластовым значениям давления и температуры. В качестве продавочной жидкости использовалась модель воды, соответствующая по химическому составу рабочему агенту, применяемому при разработке месторождений.

Пропускная способность образцов керна при фильтрации флюидов (воды, нефти или их моделей) оценивается до и после ее обработки химическим составом на основе эмульсии. Сущность метода заключается в исследовании доотмыва остаточной нефти из керновых образцов горизонта АС₁₂

² Отчет о НИР...

³ ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-07-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200023986>.

⁴ ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-07-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200023987>.

⁵ ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при фильтрации [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-07-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200023988>.

⁶ ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях [Электронный ресурс]. – Введ. 1987-01-01. – Режим доступа: <http://www.gost.rf.com/normadata/1/4293836/4293836586.pdf>

Нижне-Сортымского месторождения на основе определения изменения нефтепроводимости.

При изучении процесса фильтрации исследуемых флюидов (нефти, воды и раствора эмульсии) через образцы керна поддерживался постоянный расход в течение всего опыта, который определяется из линейной скорости течения флюидов⁷ в пластовых условиях (1) [18]:

$$V = \frac{864 \cdot Q}{F \cdot m \cdot (1 - S_{в.ост} - S_{н.ост})}, \quad (1)$$

где V — линейная скорость фильтрации, м/сут; Q — расход фильтруемой жидкости, см³/с; F — площадь поперечного сечения модели пласта, см²; m — пористость модели пласта, д.ед.; $S_{в.ост}$, $S_{н.ост}$ — остаточная водо- и нефте-насыщенность модели пласта в пластовых условиях соответственно, д.ед.

В соответствии с методикой проведения лабораторных исследований коэффициента проницаемости образцов керна по нефти и воде через модель пласта прокачивалось не менее 4–6 поровых объемов при постоянном градиенте давления.

Лабораторный эксперимент

С целью установления фактических нефтewытесняющих характеристик растворов эмульсий, стабилизированных принятыми к испытанию марками эмульгаторов, в поровом пространстве пород-коллекторов выполнен комплекс лабораторных исследований, включавший определение их типа, агрегативной устойчивости и реологических свойств, а также проведение фильтрационных испытаний на керновых моделях пласта [18].

Представлены восемь образцов контрольных проб различных марок эмульгаторов для проведения входного контроля их качества и выбора наиболее кондиционных из них по результатам лабораторных испытаний (табл. 1).

Таблица 1

Организации-поставщики товарных марок эмульгаторов

Товарная марка эмульгатора	Организация-поставщик
РХП-60	ЗАО Группа компаний «РусХимПром»
Алдинол-10	ЗАО НПП «НефтеСервисКомплект»
Синол-ЭМ	ООО «Скоропусковский Синтез»
БФАН-1М	АН РБ «Центр химической механики нефти»
ЭКС-ЭМ	ЗАО «Полиэкс»
Нефтенол-НЗ	ЗАО «Химеко-ГАНГ»
Эмультерм, марка А	ЗАО «НПП ХимПластРазработка»
Эмультерм, марка Б	ЗАО «НПП ХимПластРазработка»

В качестве высокоэффективного и занимающего лидирующее положение по количеству скважино-операций среди эмульсеобразующих композиций на продуктивных пластах месторождений определен базовый состав

⁷ ОСТ 39-195-86...

технологии ЭС, затворяемый на технической воде с концентрацией эмульгатора в растворе от 3 до 5 % масс. и не требующий дополнительного приношения в свою рецептуру углеводородной фазы (газовый конденсат, дизельное топливо и др.). Выбор для проведения фильтрационных испытаний породы пласта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения обусловлен повсеместным развитием отложений мелового возраста на территории деятельности ПАО «Сургутнефтегаз», нефтяные залежи которых по структуре и условиям залегания активных запасов углеводородов относятся к рентабельным объектам по уровням добычи нефти. При этом большая часть пластов группы АС пребывает в настоящее время на завершающей стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью (около 90–95 %) продукции скважин, что требует своевременного и регулярного проведения мероприятий повышения нефтеотдачи пластов за счет применения потокоотклоняющих составов технологий, в частности на основе эмульгирующих реагентов.

Условия испытания и наблюдаемые параметры приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2

Условия проведения лабораторных испытаний эмульсионных составов на керновых образцах горизонта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения

Температура опыта, °С	64
Всестороннее давление обжима, МПа	33
Внутрипоровое давление, МПа	7
Расход закачки флюида, см ³ /ч	1,8
Вязкость модели пластовой нефти, мПа·с	2,09
Вязкость модели пластовой воды, мПа·с	0,49
Минерализация модели пластовой воды, г/л	14

Таблица 3

Наблюдаемые параметры лабораторных испытаний эмульсионных составов на керновых образцах горизонта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения

Градиент давления (grad P) при насыщении модели пласта нефтью, МПа/м	0,147
Фазовая проницаемость по нефти при K _{нн} , мкм ² ·10 ⁻³	10,02
Градиент давления (grad P) при вытеснении нефти водой до фильтрации составов технологий физико-химических МУН, МПа/м	0,254
Фазовая проницаемость по воде до обработки при K _{он} , мкм ² ·10 ⁻³	1,36

На основании полученных результатов экспериментальных исследований по определению типа эмульсионных составов ($C_{э} = 5\%$ масс.), приготовленных на модели подтоварной воды ($C_{NaCl} = 5\text{ г/л}$), качественными методами анализа (индикаторного окрашивания непрерывной фазы, разбавления в избытке воды, пропитки фильтровальной бумаги) установлено, что использование в качестве эмульгаторов товарных продуктов (Эмультерм марки А и Б, БФАН-1М, ЭКС-ЭМ, Синол-ЭМ, РХП-60 и Нефтенол-НЗ) приводит к образованию прямых (масло в воде) дисперсионных систем. Исключение составляет эмульгатор Алдинол-10, который, несмотря на преобладающее содержание водной фазы в объеме рабочей композиции, обеспечивает появление углеводородной дисперсионной среды с образованием инвертной эмульсии (вода в масле).

По данным от проведения опытных работ (рис. 1, 2) по определению стойкости эмульсионных составов к расслоению выявлено, что все подвергнутые испытанию эмульгирующие реагенты не способны обеспечить сохранение стабильности лиофобных эмульсий (расслоение не более 5–10 % об. на одну из фаз) во времени (не менее 8–12 часов) как при комнатной (20–25 °С), так и при пластовой температуре (64 °С). При этом потеря агрегативной устойчивости эмульсий в основном обусловлена возникновением в грубодисперсных системах поверхностных явлений коагуляции (слипания) или коалесценции (слияния) отдельных капель эффективности довытеснения остаточной нефти при лабораторном испытании составов технологии ЭС на моделях пласта АС₁₂ Нижне-Сортимского месторождения.

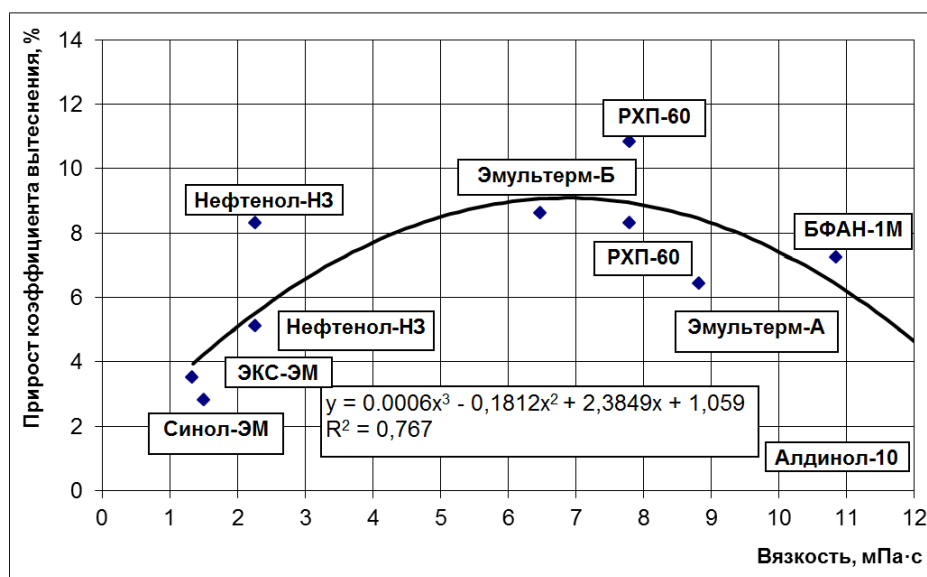


Рис. 1. Зависимость изменения прироста довытесненной нефти от конечной вязкости эмульсионных составов, приготовленных на модели подтоварной воды ($C_{NaCl} = 5\text{ г/л}$) и прокаченных через образцы керна пласта АС₁₂ Нижне-Сортимского месторождения

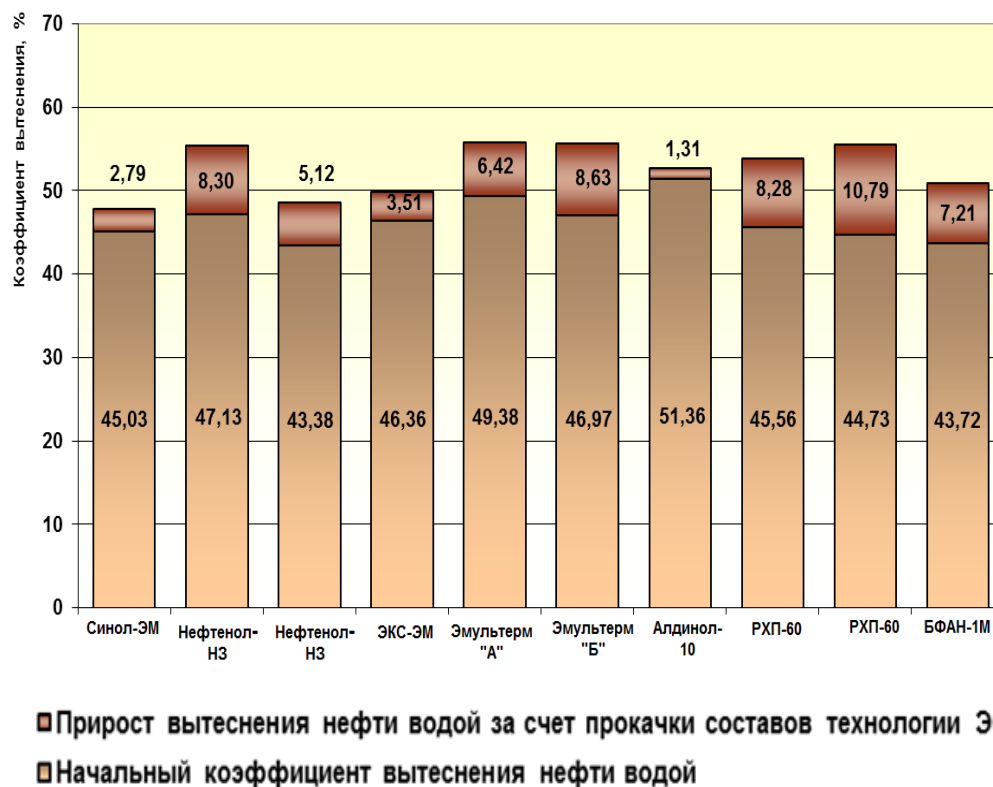


Рис. 2. Сопоставление эффективности довытеснения остаточной нефти при лабораторном испытании составов технологии ЭС на керновых образцах пласта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения

Проведение реологических тестовых испытаний составов технологии ЭС выполнено в соответствии с параметрами технологического процесса приготовления рабочего раствора на устье скважины и его закачки в пласт. При проведении экспериментов учитывалось фактическое время приготовления (10–20 мин) и продавки эмульсионного состава по НКТ до забоя скважины (20–30 мин).

Нагрев образцов эмульсии осуществлялся в два этапа: первый соответствовал закачке эмульсионного состава в призабойную зону пласта — это повышение температуры от 20 до 40 °С в течение 30 минут; второй этап моделирует продвижение эмульсии в пласте с образованием нефтяного вала — равномерное повышение температуры до 63–64 °С в течение 24 часов, что соответствует прогреву эмульсионного состава в пластовых условиях (табл. 4).

Таблица 4

Результаты определения остаточной нефтенасыщенности образцов керна пласта АС₁₂ Нижне-Сортимского месторождения при вытеснении нефти водой и довытеснения остаточной нефти оторочкой эмульсионного состава (C_э = 5 % масс.), стабилизированных принятыми к испытанию товарными марками эмульгаторов

Технология	Номер образца	Газопроницаемость, мкм ² ·10 ⁻³	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность, %	До прокачки эмульсионного состава		После прокачки эмульсионного состава		Снижение остаточной нефтенасыщенности модели пласта после фильтрации эмульсионного состава, %	Прирост вытеснения нефти водой после фильтрации эмульсионного состава, %	Скорость линейная по ОСТ 39-195-86, м/сут
					Остаточная нефтенасыщенность модели пласта (сепарационный метод), %	Коэффициент вытеснения нефти водой, %	Остаточная нефтенасыщенность модели пласта (ретортный метод), %	Коэффициент вытеснения нефти водой, %			
ЭС (Синол-ЭМ)	6779-91	30,00	22,70	67,25	36,45	45,03	33,92	49,56	1,86	2,79	0,87
	14197-91	29,00	22,70	63,68			33,90	46,76			0,99
	6784-91	29,00	23,40	68,61			36,72	46,48			0,81
	ср.взв.знач	29,40	22,87	66,31	36,45	45,03	34,59	47,82	1,86	2,79	0,90
ЭС (Нефтенол-НЗ)	8901-00	33,70	22,30	64,35	34,25	47,13	27,82	56,77	5,38	8,30	0,96
	6789-91	31,00	22,50	64,41			30,14	53,20			0,94
	4428-93	30,00	21,10	65,47			28,81	56,00			0,97
	ср.взв.знач	31,54	21,92	64,78	34,25	47,13	28,87	55,42	5,38	8,30	0,96
ЭС (Нефтенол-НЗ)	8893-00	43,30	23,70	63,35	37,19	43,38	31,84	49,75	3,35	5,12	1,00
	8897-00	40,70	22,40	65,84			34,38	47,79			0,97
	8902-00	38,30	23,80	67,90			35,36	47,93			0,85
	ср.взв.знач	40,78	23,31	65,68	37,19	43,38	33,84	48,50	3,35	5,12	0,94
ЭС (Эмультерм "А")	8899-00	26,50	22,90	64,49	32,12	49,38	27,56	57,26	4,08	6,42	0,86
	8894-00	26,50	23,00	63,17			29,05	54,02			0,89
	4422-93	26,00	21,50	62,72			27,53	56,11			0,97
	ср.взв.знач	26,33	22,46	63,46	32,12	49,38	28,04	55,80	4,08	6,42	0,90
ЭС (Эмультерм "Б")	14174-91	22,00	21,00	64,88	34,34	46,97	28,25	56,46	5,59	8,63	0,93
	14189-91	22,00	20,70	65,30			28,84	55,83			0,94
	8890-00	21,80	22,40	64,04			29,18	54,43			0,90
	ср.взв.знач	21,94	21,34	64,75	34,34	46,97	28,75	55,59	5,59	8,63	0,92
ЭС (Алдинол-10)	8891-00	21,71	22,50	64,40	31,90	51,36	32,69	49,24	0,88	1,31	0,84
	4423-93	20,00	21,00	65,93			29,30	55,57			0,86
	14180-91	20,00	20,40	66,32			31,27	52,86			0,88
	ср.взв.знач	20,53	21,26	65,59	31,90	51,36	31,02	52,67	0,88	1,31	0,86
ЭС (РХП-60)	4425-93	39,00	22,00	64,85	35,57	44,73	27,74	57,23	6,95	10,79	1,01
	10322-91	38,00	25,20	63,78			29,80	53,28			0,91
	8896-00	37,90	22,50	64,45			28,26	56,16			1,00
	ср.взв.знач	38,30	23,27	64,35	35,57	44,73	28,62	55,52	6,95	10,79	0,97

Технология	Номер образца	Газопроницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность, %	До прокачки эмульсионного состава		После прокачки эмульсионного состава		Снижение остаточной нефтенасыщенности модели пласта после фильтрации эмульсионного состава, %	Прирост вытеснения нефти водой после фильтрации эмульсионного состава, %	Скорость линейная по ОСТ 39-195-86, м/сут
					Остаточная нефтенасыщенность модели пласта (сепарационный метод), %	Коэффициент вытеснения нефти водой, %	Остаточная нефтенасыщенность модели пласта (ретортный метод), %	Коэффициент вытеснения нефти водой, %			
ЭС (РХП-60)	5135-88	55,00	23,20	64,44	34,91	45,56	29,19	54,71	5,30	8,28	0,89
	5134-88	51,00	22,80	64,60			30,57	52,67			0,91
	8892-00	43,50	22,60	63,33			29,00	54,21			0,95
	ср.взв.знач	49,83	22,86	64,13	34,91	45,56	29,60	53,84	5,30	8,28	0,92
	4420-93	37,00	19,00	66,88	37,67	43,72	34,82	47,94	4,79	7,21	1,14
ЭС (БФАН-1М)	11239-89	37,00	22,30	65,23			28,95	55,61			1,03
	8898-00	36,30	24,70	68,58			34,38	49,87			0,83
	ср.взв.знач	36,77	21,89	66,93	37,67	43,72	32,88	50,93	4,79	7,21	1,01
ЭС (ЭКС-ЭМ)	4424-93	23,00	19,50	64,03	35,09	46,36	31,84	50,27	2,28	3,51	1,09
	14173-91	23,00	19,80	65,35			31,06	52,48			1,03
	288-89	23,00	20,00	67,02			35,70	46,73			0,96
	ср.взв.знач	23,00	19,76	65,42	35,09	46,36	32,81	49,87	2,28	3,51	1,03

Результаты лабораторных испытаний

Согласно результатам от проведения серии реологических испытаний составов технологии ЭС установлено, что при соблюдении регламентированной концентрации испытуемых эмульгаторов в слабоминерализованном водном растворе наблюдается получение различных по характеру поведения кривых их вязкостно-температурных зависимостей. Эмульсионные составы, за исключением эмульсии стабилизированной Алдинол-10, демонстрируют низкие значения начальной динамической вязкости (от 0,67 до 6,37 мПа·с), конечные значения которых по достижении пластовой температуры (63–64 °С) остаются на почти неизменном уровне или становятся несколько выше (от 1,34 до 10,84 мПа·с), что может быть вызвано частичным расслаиванием изначально гомогенной дисперсной системы и повышением ее вязкости в верхней части роторного стакана вискозиметра за счет отделения на его донной части водной фазы. При этом также не исключается протеканием процессов загущения эмульсий с повышением температуры или при длительном времени на их отстаивание (от 1–2 и более сут) с повторным диспергированием систем за счет прерывистого встряхивания.

Определены различия в поведении реологических кривых эмульсионных составов при использовании различных марок эмульгаторов, которые

имеют согласованность с результатами их фильтрационных испытаний, проведенных на моделях пласта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения. Обработка лабораторных данных после фильтрации готовых к применению эмульсий через керновые образцы дает прирост коэффициента вытеснения нефти водой от 1,31 до 10,79 %. Построение их корреляционной зависимости позволяет выявить оптимальный для наиболее эффективного применения на группах пластов АС диапазон конечной динамической вязкости составов технологии ЭС, который составляет от 5 до 9 мПа·с. Установленное при проведении фильтрационных испытаний относительное снижение остаточной нефтенасыщенности моделей пласта после обработки эмульсионными композициями составило: Нефтенол ИЗ — 3,35 и 5,38 %, Синол-ЭМ — 1,86 %, Алдинол-10 — 0,88 %; Эмультерм марка «А» — 4,08 %, Эмультерм марка «Б» — 5,59 %; РХП-60 — 5,30 и 6,95 %; БФАН-1М — 4,79 % и ЭКС-ЭМ — 2,28 %. Отмеченное при этом использование в качестве эмульгаторов Синол-ЭМ и Алдинол-10 демонстрировало при прокачке оторочек их эмульсионных составов резкое повышение градиента давления по длине керновых моделей за счет закрепления вязкой системы на принимающей испытуемый раствор торцевой поверхности керна в виде «корки», осложняющей нефтевытеснение из пустотного пространства флюидопроводящих коллекторов и свидетельствующей о кратном снижении (в десятки раз) их фильтрационных характеристик.

В свою очередь, при проведении фильтрационных опытов других эмульгаторов также наблюдалось снижение проникающей способности составов технологии ЭС в поровом пространстве породы пласта. Однако последующая вслед за фильтрацией эмульсионных составов оторочка модели подтоварной воды приводила к обратному снижению градиента давления за счет частичного разрушения (размытия) дисперсных систем в поровом пространстве горной породы с окончательной его стабилизацией на торцевых концах составных колонок в области значений, свидетельствующих об увеличении остаточного фактора сопротивления от 2,29 до 8,90 раза.

Выводы

Таким образом, на основании выполненных лабораторных испытаний составов технологии ЭС, а также с учетом не до конца изученного механизма действия подвергнутых анализу товарных форм эмульгаторов в поровом пространстве нефтесодержащих пород-коллекторов считаем, что проведение геолого-технических мероприятий с применением зарекомендовавшего себя по высокой эффективности от обработок скважин эмульгатора Нефтенол-ИЗ даст большой объем дополнительной добычи нефти, в сравнении с применяемым в настоящее время эмульгатором Синол-ЭМ.

Библиографический список

1. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи / М. Л. Сургучев. — Москва : Недра, 1985. — 308 с. — Текст : непосредственный.
2. Сургучев, М. Л. Обзор третичных методов увеличения нефтеотдачи / М. Л. Сургучев. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2001. — № 5. — С. 50–54.
3. Амелин, И. Д. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии / И. Д. Амелин, М. Л. Сургучев, А. В. Давыдов. — Москва : Недра, 1994. — 308 с. — Текст : непосредственный.

4. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В. С. Бойко. – Москва : Недра, 1990. – 427 с. – Текст : непосредственный.
5. Алварado, В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения / В. Алварado, Э. Манрик ; пер. с англ. Б. Л. Фалалеев, под ред. А. О. Палия. – Москва : Премииум Инжиниринг, 2011. – 220 с. – (Промышленный инжиниринг). – Текст : непосредственный.
6. Ильина, Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири : учебное пособие / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического ун-та, 2006. – 166 с. – Текст : непосредственный.
7. Алтунина, Л. К., Микробиологические аспекты комплексного физико-химического метода увеличения нефтеотдачи / Л. К. Алтунина, Л. И. Сваровская, В. С. Овсянникова. – Текст : непосредственный // Нефтехимия. – 2008. – Т. 48, № 3. – С. 233–237.
8. Перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах / Ш. Х. Султанов, Ю. А. Котенев, В. Е. Андреев [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 1. – С. 15–20.
9. Ленченкова, Л. Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами = Increasing oil fields productivity with physical and chemical methods / Л. Е. Ленченкова. – Москва : Недра, 1998. – 394 с. – Текст : непосредственный.
10. Рогачев, М. К. Новые химические реагенты и составы технологических жидкостей для добычи нефти / М. К. Рогачев. – Уфа : Гилем, 1999. – 75 с. – Текст : непосредственный.
11. Пономарев, А. И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах / А. И. Пономарев ; отв. ред. А. Э. Конторович ; Открытое АО «Газпром», ООО «Уренгойгазпром». – Новосибирск : СО РАН, 2007. – 236 с. – Текст : непосредственный.
12. Муслимов, Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения : проектирование, оптимизация и оценка эффективности : учебное пособие / Р. Х. Муслимов ; Академия наук Республики Татарстан. – Казань : ФЭН, 2005. – 688 с. – Текст : непосредственный.
13. Муслимов, Р. Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии / Р. Х. Муслимов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 30–35.
14. Шпуров, И. В. Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НГП / И. В. Шпуров, В. А. Захаренко, А. Я. Фурсов. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1 (51). – С. 12–19.
15. Закиров, С. Н. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, А. И. Брусиловский, Э. С. Закиров ; под общ. ред. С. Н. Закирова. – Москва : Грааль, 2000. – 643 с. – Текст : непосредственный.
16. Севастьянов, А. А. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти : учебное пособие / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 92 с. – Текст : непосредственный.
17. Сонич, В. П. Методические рекомендации по применению физико-химических методов воздействия на пласты через нагнетательные скважины с целью регулирования разработки нефтегазовых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / В. П. Сонич, В. А. Мишарин, С. В. Гусев. – Тюмень : СургутНИПИнефть, 2008. – 79 с. – Текст : непосредственный.
18. Лабораторные исследования влияния реологических характеристик сшитых полимерных систем на коэффициенты проницаемости и вытеснения нефти / В. Ю. Огорельцев, С. А. Леонтьев, В. А. Коротенко [и др.]. – DOI 10.15593/2224-9923/2020.2.6. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 162–174.
19. Дягилев, В. Ф. Апробация методик прогнозирования технологической эффективности выработки и оценки запасов нефти при подборе скважин-кандидатов на проведение мероприятий по обработке призабойной зоны скважин на примере Северо-Ореховского месторождения / В. Ф. Дягилев. – DOI 10.18799/24131830/2019/10/2296. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2019. – Т. 330, № 10 – С. 33–48.

20. Efficiency analysis of hydrodynamic enhanced oil recovery methods on the example of Las-Eganskoye field / V. Dyagilev, N. Lazutin, T. Dyagileva, V. Baksheev. DOI 10.1088/1757-899X/663/1/012062. – Текст : непосредственный // IOP Conference Series : Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 663. – P. [1–9].

References

1. Surguchev, M. L. (1985). Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi. Moscow, Nedra Publ., 308 p. (In Russian).
2. Surguchov, M. L. (2001). Obzor tretichnykh metodov uvelicheniya nefteotdachi. Oil Industry, (5), pp. 50-54. (In Russian).
3. Amelin, I. D., Surguchev, M. L., & Davydov, A. V. (1994). Prognoz razrabotki neftyanykh zalezhey na pozdney stadii. Moscow, Nedra Publ., 308 p. (In Russian).
4. Boyko, V. S. (1990). Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdeniy. Moscow, Nedra Publ., 427 p. (In Russian).
5. Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery. Field planning and development strategies. Amsterdam [etc.], Elsevier. (In English).
6. Il'ina, G. F., & Altunina L. K. (2006). Metody i tekhnologii povysheniya nefteotdachi dlya kollektorov Zapadnoy Sibiri. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 166 p. (In Russian).
7. Altunina, L. K., Svarovskaya, L. I., & Ovsyannikova, V. S. (2008). Microbiological aspects of a combined physicochemical process for enhanced oil recovery. Petroleum Chemistry, 48(3), pp. 233-237. (In Russian).
8. Sultanov, Sh. Kh., Kotenev, Yu. A., Andreev, V. E., Fedorov, K. M., Sklyarov, V. R., & Ismagilov, O. Z. (2005). Perspektivy osvoeniya trudnoizvlekaemykh zasposov vysokovyazkikh neftey v karbonatnykh kollektorakh. Oilfield Engineering, (1), pp. 15-20. (In Russian).
9. Lenchenkova, L. E. (1998). Increasing oil fields productivity with physical and chemical methods. Moscow, Nedra Publ., 394 p. (In Russian).
10. Rogachev, M. K. (1999). Novye khimicheskie reagenty i sostavy tekhnologicheskikh zhidkostey dlya dobychi nefi. Ufa, Gilem Publ., 75 p. (In Russian).
11. Ponomarev, A. I. (2007). Povyshenie effektivnosti razrabotki zalezhey uglevodorodov v nizkopronitsaemykh i sloisto-neodnorodnykh kollektorakh. Novosibirsk, SO RAN Publ., 236 p. (In Russian).
12. Muslimov, R. Kh. (2005). Sovremennye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizatsiya i otsenka effektivnosti. Kazan, FEN Publ., 688 p. (In Russian).
13. Muslimov, R. Kh. (2008). Methods of increasing an oil fields development efficiency at a late stage. Oil industry, (3), pp. 30-35. (In Russian).
14. Shpurov, I. V., Zakharenko, V. A., & Fursov, A. Ya. (2015). A differentiated analysis of the degree of involvement and the depletion of stocks of Jurassic deposits in the Western Siberian oil-and-gas province. Nedropol'zovaniye XXI vek, (1(51)), pp. 12-19. (In Russian).
15. Zakirov, S. N., Brusilovskiy, A. I., & Zakirov, E. S. (2000). Sovershenstvovanie tekhnologiy razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza. Moscow, Graal' Publ., 643 p. (In Russian).
16. Sevast'yanov, A. A., Korovin, K. V., & Zotova, O. P. (2017). Razrabotka mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemyimi zasposami nefi. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 92 p. (In Russian).
17. Sonich, V. P., Misharin, V. A., & Gusev, S. V. (2008). Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu fiziko-khimicheskikh metodov vozdeystviya na plasty cherez nagnetatel'nye skvazhiny s tsel'yu regulirovaniya razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy OAO "Surgutneftegaz". Tyumen, SurgutNIPIneft Publ., 79 p. (In Russian).
18. Ogoreltsev, V. Y., Leontiev, S. A., Korotenko, V. A., Grachev, S. I., Diaghilev, V. F., & Fominykh, O. V. (2020). Laboratory studies of the influence of rheological characteristics of cross-linked polymer systems on oil permeability and displacement coefficients. Bulletin of the Perm national research polytechnic university, 20(2), pp. 262-274. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.6
19. Diaghilev, V. F. (2019). Approbation of methods for predicting oil reserves production and estimate technological efficiency when selecting wells-candidates for bottom-hole zone processing by the example of the Severo-Orekhovskoe field. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 330(10), pp. 33-48. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2019/10/2296

20. Dyagilev, V., Lazutin, N., Dyagileva, T., & Baksheev, V. (2019). Efficiency analysis of hydrodynamic enhanced oil recovery methods on the example of Las-Eganskoye field. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 663, pp. [1-9]. (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/663/1/012062

Сведения об авторах

Огорельцев Вадим Юрьевич, заведующий лабораторией, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень

Леонтьев Сергей Александрович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Дягилев Валерий Федорович, д. ф.-м. н., доцент кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск

Спасибов Виктор Максимович, д. т. н., профессор кафедры кибернетических систем, руководитель образовательной программы «Автоматизация технологических процессов нефтегазодобычи», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vadim Yu. Ogoreltsev, Head of Laboratory, Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Tyumen

Sergey A. Leontiev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Valery F. Diaghilev, Doctor of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen

Victor M. Spasibov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Cybernetic Systems, Head of the Educational Program "Automation of Technological Processes in Oil and Gas Production", Industrial University of Tyumen