

**ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ
ЭМУЛЬСИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
ДЛЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ГАЗО- И ВОДОИЗОЛЯЦИИ
В ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

Котенёв М.Ю.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет
e-mail: kotmaxim@mail.ru*

Андреев В.Е.

Институт нефтегазовых технологий и новых материалов, г. Уфа

Федоров К.М.

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Хлебников В.Н.

Объединённый центр исследований и разработок, г. Москва

Исследованы фильтрационные и реологические характеристики обратной эмульсии на основе маловязкой малосмолистой нефти, изучено влияние направления закачивания эмульсии, нефтенасыщенности и проницаемости пористых сред на результаты фильтрации. Гидрофобные обратные эмульсии могут быть использованы для выравнивания фронта вытеснения нефти водой в трещиноватых коллекторах (закачка в нагнетательные скважины) и для селективной газо- и водоизоляции в добывающих скважинах. В последнем случае рекомендуется использовать эмульсионные составы с низким содержанием нефтяной фазы. Разработана математическая модель эмульсионного воздействия на пласт и установлены оптимальные параметры технологических характеристик процесса.

Ключевые слова: эмульсия, трещиноватый коллектор, вязкость, проницаемость пористой среды, поверхностно-активное вещество, стабилизатор, двухфазная фильтрация, водонасыщенность

Эффективность заводнения залежей, особенно с высоковязкими нефтями, и газовых технологий в трещинных коллекторах может быть значительно увеличена за счет их комплексирования с эмульсионным воздействием. Комплексирование технологий позволяет регулировать и при необходимости изолировать газо- и водопроявления в добывающих скважинах, увеличивая тем самым охват процессом вытеснения нефти.

Процессы фильтрации вязких эмульсий в пористых телах и трещинах нефтяных пластов изучены недостаточно. Наибольший интерес представляет работа

[1], в которой исследовали фильтрацию обратной эмульсии через модель трещин (щелевидная ячейка Хили-Шоу) и в микромодели пористой среды. В [1] показано, что обратные эмульсии по способности снижать проницаемость пористых сред близки к сшитым полимерным системам. Визуализация процессов фильтрации эмульсий через ячейку Хили-Шоу и микромодель пористой среды показали, что движение в пористой среде и трещинах сопровождается изменением свойств и строения эмульсий и их частичным разрушением (отделяются часть нефтяной и водной фаз, образуются крупные агрегаты воды, часть эмульсии защемляется в поровом пространстве и т.п.).

В статье приведены результаты исследования фильтрационных и реологических характеристик обратной эмульсии на основе маловязкой малосмолистой нефти девонских пластов, изучения влияния направления закачивания эмульсии, нефтенасыщенности и проницаемости пористых сред на результаты фильтрации.

Исследовали эмульсии на основе эмульгатора Нефтенол НЗ, дегазированной нефти (вязкость – 29 мПа·с, плотность – 880 кг/м³) и минерализованной воды (вязкость – 1,46 мПа·с, плотность – 1083 кг/м³) девонских пластов Сергеевского месторождения. Реологические свойства эмульсии исследовали с помощью ротационного вискозиметра «Реотест-2».

Для фильтрационных экспериментов были выбраны насыпные пористые среды (моделирующие трещиноватый коллектор), где гидрофобная эмульсия не являлась смачивающей фазой. В фильтрационных экспериментах использовали минерализованную воду Сергеевского месторождения и изовязкую модель нефти Сергеевского месторождения вязкостью 5,41 мПа·с и плотностью 847 кг/м³.

Для экспериментов были использованы пористые среды, моделирующие «мелкие» (проницаемостью около 4 мкм²) и «крупные» (проницаемостью около 30 мкм²) трещины. Моделирование осуществлялось при пластовых температурах.

Свежеприготовленную эмульсию закачивали в модель пласта, после чего сразу переходили на фильтрацию флюидов (минерализованной воды или нефти). Фильтрацию флюида продолжали до прекращения выделения эмульсии, нефти (или воды) и стабилизации перепада давления. Фильтрационные эксперименты проводили при постоянной скорости фильтрации.

Действие эмульсии на проницаемость пористых сред оценивали по изменению фильтрационного сопротивления модели пористой среды (модели пласта):

$$R = (\Delta P_i / Q_i) / (\Delta P_1 / Q_1), \quad (1)$$

где R – фактор сопротивления; ΔP_i и Q_i – текущие перепад давления и расход, соответственно; ΔP_1 и Q_1 – установившиеся перепад давления и расход флюида при фильтрации до закачки эмульсии, соответственно. В случае установившейся фильтрации:

$$R = R_{\text{ост}} = k_1 / k_2, \quad (1)$$

где $R_{\text{ост}}$ – остаточный фактор сопротивления; k_1 и k_2 – проницаемости пористой среды до и после воздействия, соответственно. Для характеристики фильтрационных свойств эмульсии использовали $R_{\text{ост}}$ и максимальный фактор сопротивления ($R_{\text{макс}}$). Эксперименты проводили при температуре 20-21 °С.

Реологические свойства эмульсий

Исследование показало, что для описания реологических свойств обратных эмульсий на основе девонской нефти и Нефтенола НЗ при скорости сдвига выше 1 с^{-1} может быть использовано следующее уравнение (рис. 1, табл. 1):

$$\delta = A \times \gamma^n, \quad (3)$$

где δ – напряжение сдвига, Па; γ – скорость сдвига, с^{-1} ; A – постоянная (консистентность); n – постоянная ($n < 1$). Таким образом, исследованные обратные эмульсии по своим свойствам относятся к псевдопластикам.

Вязкость (консистентность) эмульсий увеличивается по мере снижения объемной доли нефти в составе эмульсии. Одновременно усиливается отклонение реологических свойств эмульсии от уравнения Ньютона (уменьшается параметр n). Рост концентрации эмульгатора способствует увеличению консистентности обратных эмульсий.

Таблица 1

Реологические параметры обратных эмульсий

№	Состав эмульсии			Параметры уравнения 1		
	Объем нефти, мл	Объем воды, мл	Нефтенол НЗ, г	A	n	Коэффициент корреляции
Влияние объемного отношения нефть / вода						
1	15	85	2	20,3	0,42	0,99
2	20	80	2	11,2	0,5	0,99
3	30	70	2	5,03	0,55	0,99
4	40	60	2	1,84	0,63	0,99
5	50	50	2	1,7	0,75	0,99
Влияние концентрации эмульгатора						
6	15	85	3	49,8	0,31	0,99
7	15	85	4	58,8	0,27	0,98

Результаты фильтрационных исследований

Для фильтрационного исследования была выбрана обратная эмульсия №7 с минимальным содержанием нефтяной фазы, т.к. среди изученных эмульсий реология состава №7 в максимальной степени отклоняется от реологии ньютоновских жидкостей. По своим реологическим свойствам состав №7 приближается к углеводородным гелям и поэтому должен быть наиболее эффективен в водоизоляционных работах в нефтяных пластах.

Первоначально исследовали влияние обратной эмульсии на проницаемость водонасыщенных и с остаточной нефтенасыщенностью пористых сред (табл. 2). В опытах №1 и 2 было закачено по 0.4 п.о. эмульсии, что приводило к быстрому росту перепада давления (рис. 2). Последующая закачка минерализованной воды сопровождалась быстрым снижением перепада давления, однако исходная проницаемость не восстанавливалась. На выходе из моделей пласта эмульсии не наблюдали. Из пористой среды с остаточной нефтенасыщенностью (опыт №2) эмульсия и, затем, вода вытеснили 16.5 % остаточной нефти (расчет изменения нефтенасыщенности проводили с учетом нефти, закаченной в модель в составе эмульсии). Разборка водонасыщенной модели пласта (опыт №1) показала, что начиная от входа 45-48 % объема модели заполнено эмульсией, остальная часть объема была водонасыщенной. Таким образом, в результате движения эмульсии в высокопроницаемой пористой среде не произошло её разрушения, т.е. размеры пор были больше размеров частиц эмульсии. В случае модели пласта с остаточной нефтена-

сыщенностью эмульсией было заполнено 50-55 % объема модели пласта.

В опытах №1 и №2 значения $R_{ост}$ близки, а значения $R_{мак}$ различаются: в случае пористой среды с остаточной нефтью максимальный фактор сопротивления значительно ниже, чем в случае водонасыщенной пористой среды (табл. 2).

Результаты опытов №1 и №2 показывают следующее:

1. Эмульсия легко вытесняет воду и остаточную нефть из трещин и крупных пор, размеры которых превосходят размер частиц эмульсии. Часть остаточной нефти оттесняется в глубь пористой среды, а часть смешивается с эмульсией, уменьшая её вязкость. Именно уменьшение вязкости эмульсии (табл. 1, рис. 1) объясняет меньшее значение $R_{мак}$ в опыте №2 по сравнению с опытом №1.

2. Прорыв воды через пористую среду, заполненную эмульсией, происходит по узким каналам, по-видимому, вдоль поверхности пор. Эмульсия зацемяляется в свободном объеме пор (т.к. является несмачивающей жидкостью), что объясняет высокие значения $R_{ост}$. Объем каналов, по которым сквозь область эмульсии фильтруется вода, невелик, на что указывает близость объема закачки эмульсии и занимаемого ей части объема модели в опыте №1.

Методики эксперимента в опытах №4 и 3 (табл. 2, рис. 3) отличалась от методики эксперимента в опытах №1 и 2 тем, что воду и эмульсию фильтровали в противоположных направлениях (эмульсию закачивали через выход из моделей пласта). В опыте №3 (водонасыщенная модель пласта) прорыв воды через эмульсию произошел после закачки 0,03-0,04 п.о. минерализованной воды, после чего вытеснение эмульсии быстро прекратилось. В опыте №4 (пористая среда с остаточной нефтенасыщенностью) вытеснение эмульсии водой происходило довольно легко, при этом вид эмульсии на выходе из модели постоянно менялся. Первоначально вытеснялась эмульсия, практически не отличимая по виду от исходной, затем вытеснялась эмульсия, окрашенная нефтью. Степень вытеснения эмульсии из пористой среды была не менее 80-90 %. При разборке модели пласта не обнаружили заметного количества эмульсии в пористой среде. В случае пористой среды с остаточной нефтенасыщенностью (опыт №4) $R_{мак}$ и $R_{ост}$ значительно ниже, чем в случае водонасыщенной модели пласта (опыт №3). Таким образом, вода практически не способна вытеснить из пористой среды исходную (неизмененную) эмульсию, но вытесняет эмульсию, смешавшуюся в пористой среде с остаточной нефтью.

Таблица 2

Результаты фильтрационных экспериментов

№	Проницаемость, мкм ²			Нефтенасыщенность, %		Фильтруемый флюид	Объем закачки эмульсии, п.о.	Факторы сопротивления		Скорость фильтрации, м/сут
	по воде	по нефти с остаточной водой	по воде с остаточной нефтью	начальная	перед закачкой эмульсии			максимальный	остаточный	
Направление фильтрации эмульсии совпадает с направлением фильтрации флюидов										
1	4,1	-	-	0	0	Вода	0,4	354	11	3,7
2	4,46	1,79	1,37	78,6	28,1	Вода	0,4	97,5	12,9	5,2*
Направление фильтрации эмульсии противоположно направлению фильтрации флюидов										
3	3,83	-	-	0	0	Вода	0,5	850	12,4	3,7
4	3,9	1,88	1,46	79,4	21,5	Вода	0,59	209	-3	4,6*
5	3,41	1,05	-	77,4	77,4	Нефть	0,67	35,9	0,96	4,9*
6	38,5	-	-	0	0	Вода	1,33	2300	51	3,9

Примечание: * - эффективная скорость фильтрации (остаточные нефть или вода принимались неподвижными).

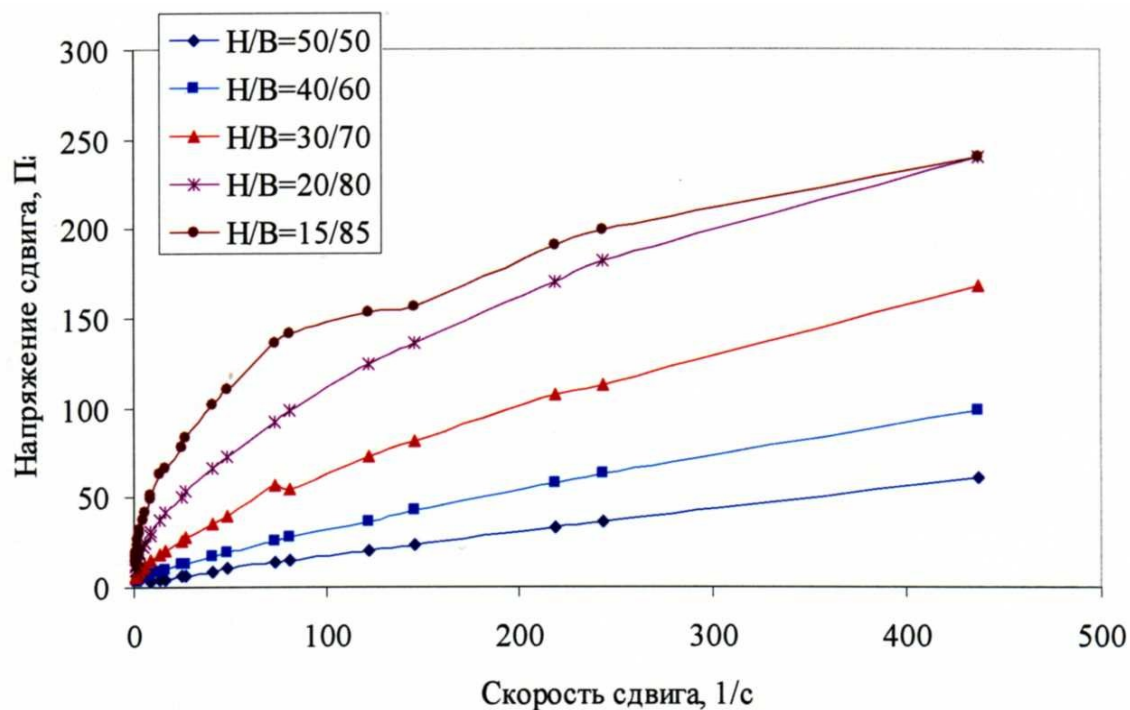


Рисунок 1. Влияние объемного отношения нефть/вода (Н/В) на реологию обратной эмульсии (содержание Нефтенола НЗ – 2 г / 100 мл)

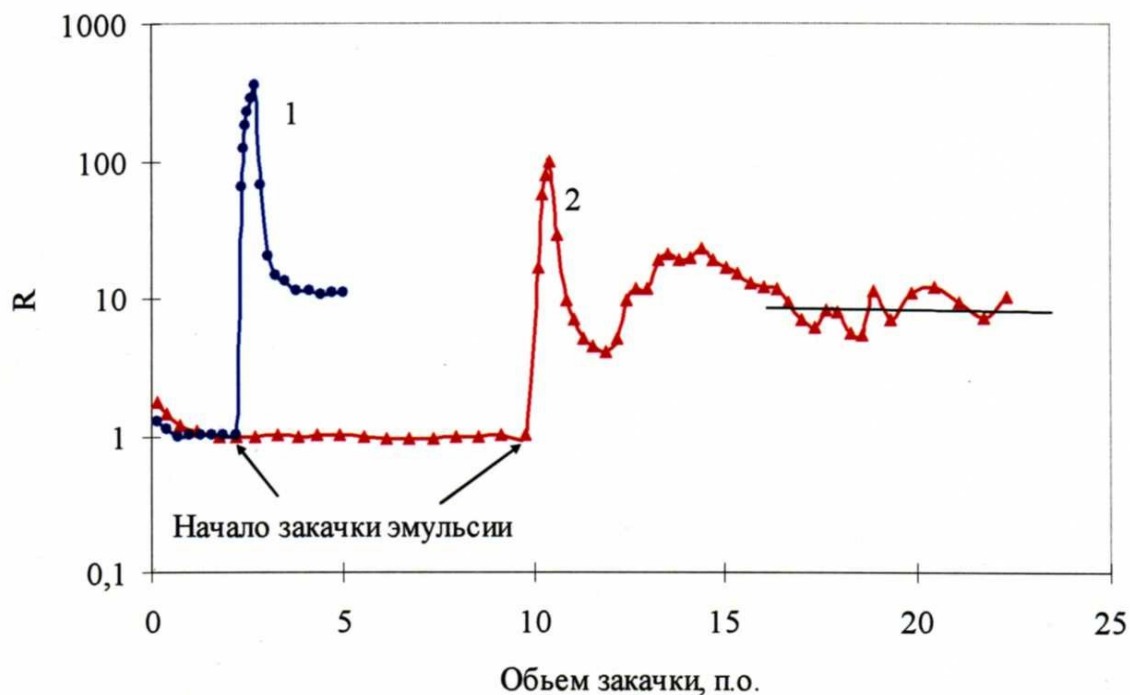


Рисунок 2. Динамики фильтрации:

- 1 – водонасыщенная модель пласта (опыт № 1);
- 2 – модель пласта с остаточной нефтенасыщенностью (опыт №2)

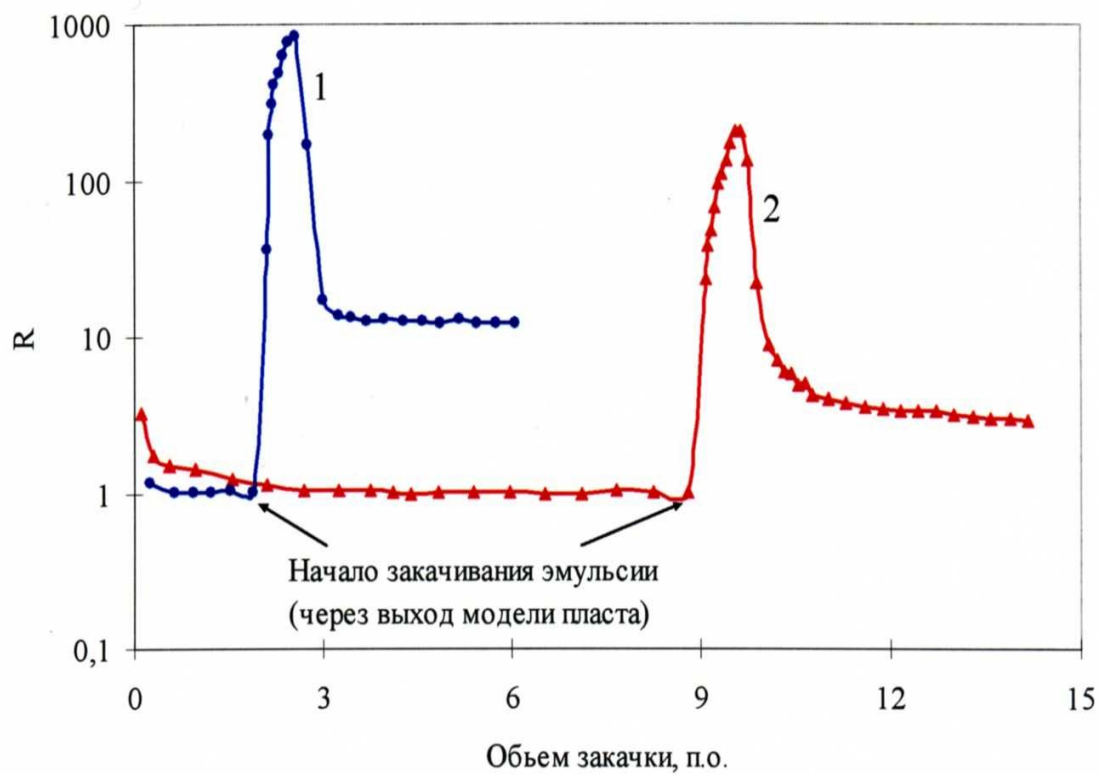


Рисунок 3. Динамики фильтрации:

- 1 – водонасыщенная модель пласта (опыт №3);
 2 – модель пласта с остаточной нефтенасыщенностью (опыт №4)

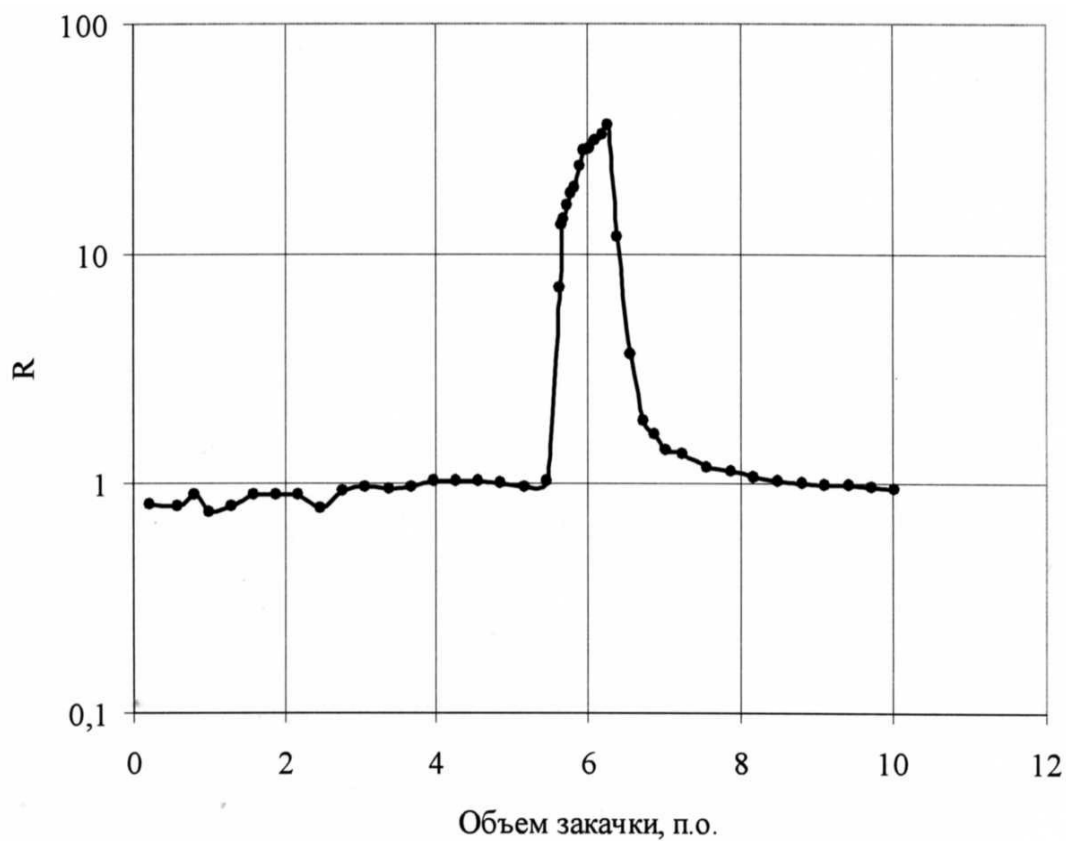


Рисунок 4. Динамика фильтрации нефти (опыт №5)

В опыте №5 (табл. 2) исследовали влияние обратной эмульсии на проницаемость пористой среды по нефти. Закачка эмульсии приводила к снижению проницаемости, однако нефть легко вытесняла эмульсию из пористой среды (рис. 4). В результате воздействия проницаемость по нефти модели пласта выросла на 5 % ($R_{ост} = 0,955$), т.е. гидрофобная эмульсия не оказала отрицательного влияния на проницаемость модели «мелких» трещин по нефти.

Результаты опытов №3, 4 и 5 показывают, что чем выше нефтенасыщенность пористой среды, тем ниже максимальные и остаточные факторы сопротивления и тем легче вытесняется из пористой среды обратная эмульсия. Это снижение тампонажных свойств обратной эмульсии объясняется уменьшением ее вязкости в результате разбавления нефтью. Таким образом, полученные данные показывают, что для водоизоляционных работ в добывающих скважинах наиболее подходят гидрофобные эмульсии с минимальным содержанием нефтяной фазы.

В опыте №6 использовали пористую среду с проницаемостью $38,5 \text{ мкм}^2$, т.е. модель крупных трещин (табл. 2). Закачка эмульсии сопровождалась постоянным ростом перепада давления, однако, после закачки одного порового объёма (п.о.) рост перепада давления замедлился. На выходе из модели пласта наблюдали эмульсию, внешний вид которой не отличался от исходного, т.е. эмульсия фильтровалась без разрушения. Закачка воды приводила к постепенному вытеснению эмульсии из пористой среды. Прорыв воды произошел после закачки 0,26 п.о. воды, после чего вытеснение эмульсии из пористой среды быстро прекратилось. После закачки 1,5 п.о. воды перепад давления стабилизировался, а проницаемость модели уменьшилась в 51 раз. Разбор модели показал, что весь объем модели заполнен эмульсией. Результаты опыта показывают, что эмульсия способна снижать проницаемость крупных трещин.

Гидрофобные обратные эмульсии могут быть использованы для выравнивания фронта вытеснения нефти водой в трещиноватых коллекторах (закачка в нагнетательные скважины) и для селективной водоизоляции в добывающих скважинах. В последнем случае рекомендуется использовать эмульсионные составы с низким содержанием нефтяной фазы.

Аналогичное заключение можно сделать и для случая газового воздействия в трещинных коллекторах – гидрофобные обратные эмульсии могут эффективно блокировать газопроводы в добывающих скважинах.

Моделирование эмульсионного воздействия на пласт Фазовое равновесие обратных микроэмульсионных систем

Используемые для повышения нефтеотдачи микроэмульсии состоят из четырех основных компонентов: воды, углеводородов (нефти и ее различных дистиллятов), эмульсификатора (нефтерастворимого ПАВ) и стабилизатора (водорастворимого ПАВ). Смешение этих компонентов в определенных пропорциях приводит к образованию обратной микроэмульсии вода в нефти с избытком водной и углеводородной фаз. Содержание углеводородов в собственно микроэмульсии составляет 30-40 %. Такое состояние является относительно устойчивым и характеризуется повышенной вязкостью и пониженным поверхностным натяжением на границе с водой и нефтью. Для описания фазового равновесия микроэмульсионных систем при постоянной температуре и минерализации воды предлагается использовать стандартную технику треугольных фазовых диаграмм (ТФД) [2]. При этом, как правило, в условные компоненты выделяются нефть, вода вместе с электролитами и ПАВ [3]. Вид ТФД зависит от состава ПАВ (соотношения эмульсификатор/стабилизатор), температуры смеси и минерализации воды.

Для повышения нефтеотдачи предлагается использовать обратную (вода в нефти) микроэмульсию. Экспериментально было изучено фазовое равновесие системы нефть, вода, эмульсификатор (ЭМ) и стабилизатор (СТ). По данным результатов исследований для некоторых концентраций эмульсификатор + стабилизатор были рассчитаны и построены ТФД, которые представлены на рис. 5.

Проведенные лабораторные исследования показали, что вязкость эмульсий незначительно отличается от вязкости нефти, поверхностное натяжение на границе эмульсии с водой и нефтью снижается в 5 - 10 раз (табл. 3), размер включений воды в эмульсии распределен по некоторому закону с максимумом в области 1-5 мкм [4].

Обратные эмульсии являются относительно устойчивыми образованиями, при выдержке могут структурироваться. Статическое напряжение сдвига существенно зависит от соотношения эмульсификатор/стабилизатор, при добавлении стабилизатора в систему напряжение сдвига снижается до нуля (табл. 3).

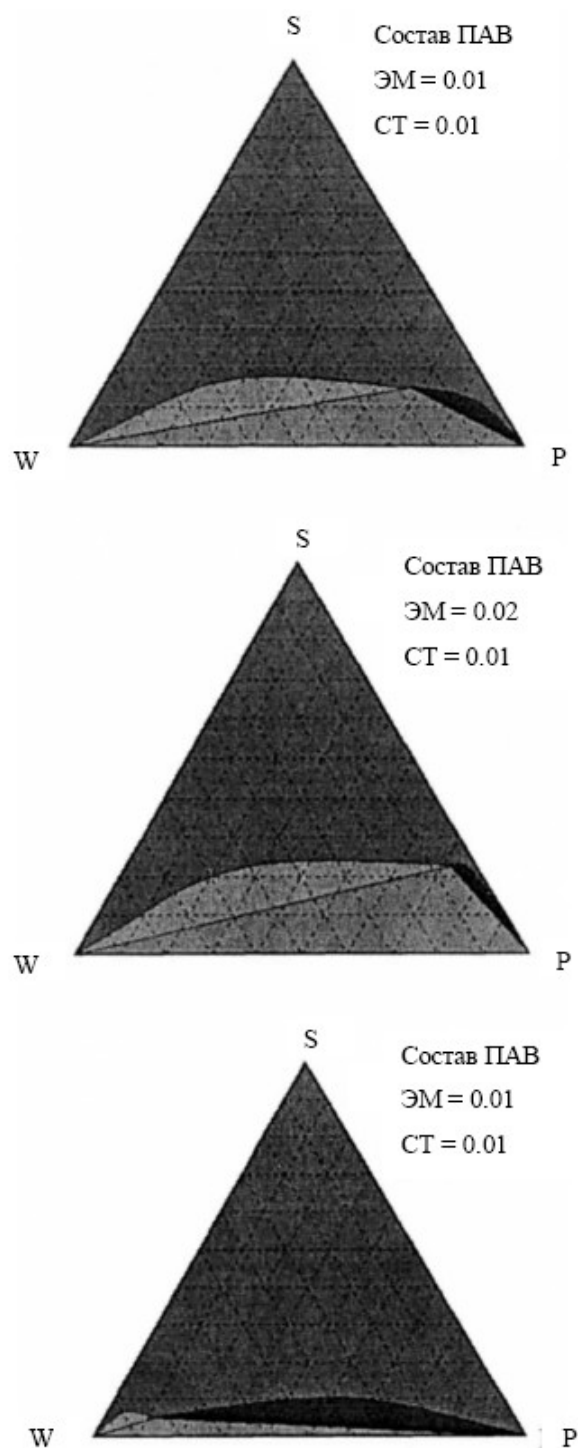


Рисунок 5. Расчетные диаграммы фазового состояния системы нефть-вода-ПАВ при различных соотношениях эмульсификатор/стабилизатор в системе

Таблица 3
Фазовое поведение и реологические характеристики микроэмульсий
(вода пластовая)

Исходный состав, %	Относительное содержание фаз, %	Эффективная вязкость, мПа·с	Статическое напряжение сдвига
ЭМ*- 1 СТ-1 Н-10 В-88	S1=6 S2=6 S3=88	38,75	0
ЭМ*- 2 СТ-1 Н-10 В-87	S1=2 S2=6 S3=92	29,62	0
ЭМ*-5 СТ-1 Н-10 В-85	S1=2 S2=12 S3=86	7,06	0
ЭМ*-2 СТ-0 Н-10 В-88	S1=2 S2=40 S3=58	29,00	0
ЭМ*-5 СТ-0 Н-10 В-85	S1=2 S2=93 S3=5	21,16	0
Э*-2 С-0.5 Н-20 В-77.5	S1=2 S2=30 S3=68	25,47	0
Э*-2 С-0 Н-30 В-68	S1=5 S2=35 S3=60	76,00	2712
Э'-2 С-0 Н-20 В-78	S1=20 S2=30 S3=50	49,00	2712
Э*-5 С-0 Н-30 В-65	S1=2 S2=93 S3=5	52,00	1695

Таблица 4

Поверхностное натяжение на границе нефть-вода

Состав композиции	Коэффициент поверхностного натяжения, мН/м
Нефть	52,5
Нефть + 1 % эмульгатора	20,06
Нефть + 2 % эмульгатора	16,85
Нефть + 5 % эмульгатора	8,32

Внутрипластовое производство обратных микроэмульсий

Микроэмульсии могут быть также получены непосредственно в пласте. В этом случае в пласт сначала закачивается раствор нефти с эмульгатором, далее эта смесь проталкивается в пласт раствором воды со стабилизатором. Перемешивание реагентов и образование собственно эмульсии происходит непосредственно в пласте. При этом, согласно фазовым диаграммам системы приведенным выше, лишь часть реагентов приводит к образованию микроэмульсии, т.е. выход эмульсии не является 100 %. При закачке нефтяного раствора в нагнетательную скважину на первом этапе процесса происходит разбавление системы водой (считается, что в призабойной зоне находится в основном вода) вдоль прямой линии, соединяющей точку закачиваемого состава на стороне Р-S ТФД с точкой соответствующей 100 % нефти (W), рис. 6. На втором этапе процесса при закачке водного раствора в нагнетательную скважину происходит разбавление нового раствора в нефти по

прямой линии на ТФД, соединяющий точку состава этого раствора и точку 100 % концентрации нефти (P) (считается, что на втором этапе призабойная зона заполнена нефтяной фазой). Окончательное состояние системы соответствует точке R, которая является пересечением прямых линий P_0-W , W_0-P (рис. 6).

К достоинствам такой технологии следует отнести простоту устьевого оборудования, не требующего аппаратов для равномерного смешивания и продавливания вязкой микроэмульсии через скважину в пласт. Недостатком является то, что при внутрислоевом смешивании выход эмульсии является не полным, т.е. часть закачиваемой в пласт нефти не участвует в образовании эмульсии.

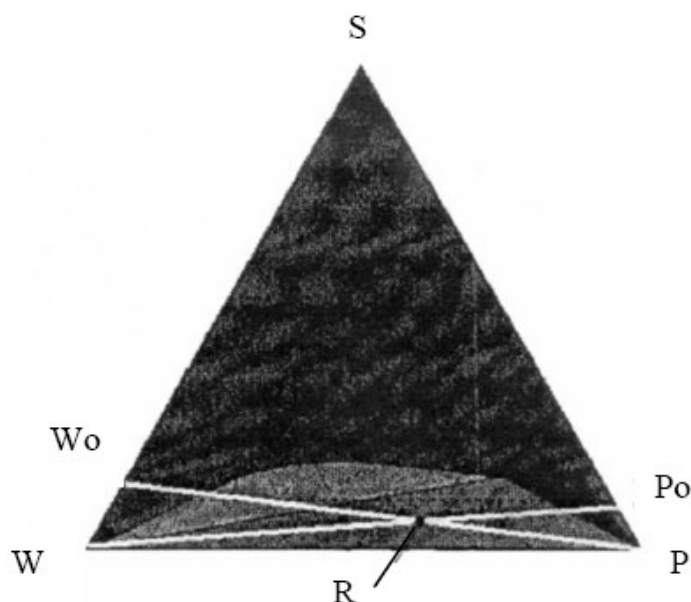


Рисунок 6. Диаграмма для определения состава получаемой смеси при внутрислоевом производстве микроэмульсии. Исходные составы нефтяного и водного растворов, закачиваемых на различных этапах, обозначены P_0 , W_0 , соответственно

Математическая модель эмульсионного воздействия на пласт

Для описания процесса вытеснения нефти микроэмульсией воспользуемся моделью двухфазной фильтрации [5]. Нефтяная фаза представляет собственно пластовую нефть и включает диспергированную третью фазу – микроэмульсию, которая состоит из нефти, воды и ПАВ как компонентов. Микроэмульсия может застревать в пористой среде и находиться в неподвижном состоянии. Различием

плотностей фаз, а также скоростей движения подвижных капелек микроэмульсии и самой нефтяной фазой пренебрегается. Движение фаз описывается обобщенным законом Дарси [6].

Кроме того, будем пренебрегать капиллярным скачком давления, диффузией компонентов, а фазовое равновесие будем считать устанавливающимся мгновенно. Тогда в одномерном случае система уравнений сохранения фаз и компонентов в потоке принимает вид:

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + U \frac{\partial F}{\partial x} = 0, \quad (4)$$

$$m \frac{\partial S m}{\partial t} + U \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{1-F}{1-S} S_m \right) = - \frac{\partial a_m}{\partial t}, \quad (5)$$

$$U = const, a_m = a_m(S_m), F = \left(1 - \frac{f_p \mu_w}{f_w \mu_p} \right)^{-1}. \quad (6)$$

Здесь x – координата; t – время; m – пористость; U – скорость фильтрации; S – насыщенность водной фазой; S_m – объемное содержание подвижной микроэмульсии в пористой среде; a_m – объемное содержание неподвижной микроэмульсии в пористой среде; F – функция Баклея-Левретта; f_i, μ_i – относительная фазовая проницаемость и вязкость i -ой фазы (i : w – вода, p – нефть).

Концентрации компонентов микроэмульсии считаются постоянными и определяются из ТФД. В первом приближении кинетика застревания капель микроэмульсии дисперсной фазы в порах определяется их концентрацией во взвешенном состоянии и не зависит от насыщенности водной фазой. Ограничимся случаем линейной кинетики [7-11]:

$$\frac{\partial \beta}{\partial t} = \lambda S_m, \quad (4)$$

где λ – некоторая постоянная.

Далее будем считать, что λ не зависит от размеров капель, а определяется главным образом, структурой пористой среды и скоростью фильтрации [7-10]. Таким образом, имеем $\lambda \approx v_w / d$; v_w – скорость фильтрации водной фазы, d – характеристика геометрии пористой среды. Система уравнений (4-7) является преобразованной и содержит три переменные: водонасыщенность, объемные концентрации подвижной и неподвижной эмульсий.

Фазовые проницаемости объекта, намеченного для применения новой технологии моделировались следующими зависимостями:

$$f_w = \begin{cases} \left(\frac{S - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^n; \\ 0, S \leq S_{wr} \quad S > S_{wr}. \end{cases} \quad (8)$$

$$f_p = \begin{cases} 1, S \leq S_{wr}; \\ \left(\frac{1 - S - S_{pr}}{1 - S_{pr} - S_{wr}} \right)^p; \\ 0, S \geq S_{pr} \quad 1 - S_{pr} > S > S_{wr}. \end{cases} \quad (9)$$

Эмпирические константы были определены сопоставлением расчетных и экспериментальных данных по трещиноватому пласту и имеют следующие значения: $S_{wr} = 0.22$, $S_{pr} = 0.27$, $n = 4.1$, $p = 2.3$. Расчетные данные по относительным проницаемостям и функция Баклея-Левретта с учетом вязкости пластовой нефти и воды приведены на рис. 7. Оптимизация параметров эмульсионного воздействия на математической модели выполнена для условий усреднённого по геолого-физическим свойствам, составу флюидов и технологии разработки порово-трещиноватого пласта в каменноугольных отложениях Башкортостана.

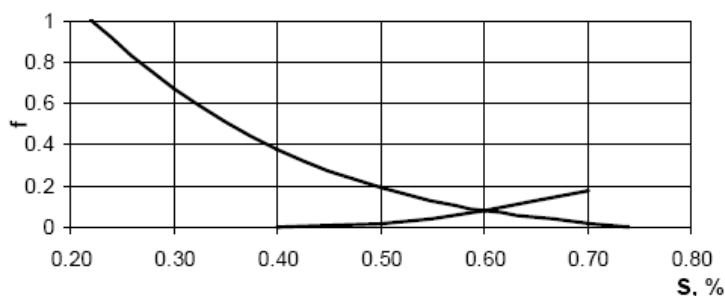


Рисунок 7. Данные моделирования по относительным фазовым проницаемостям трещиноватого пласта для нефти и воды

Алгоритм решения, задачи вытеснения нефти оторочкой обратной эмульсии и исследование параметрической чувствительности модели

В виду сложности решения общей задачи о вытеснении нефти оторочкой микроэмульсии разобьем ее на три подзадачи. Первая подзадача моделирует состояние пласта на момент начала закачки микроэмульсии и заключается в традиционной задаче о вытеснении нефти водой. Вторая задача моделирует процесс

вытеснения остаточной нефти из пласта при вытеснении микроэмульсией или движение переднего фронта оторочки микроэмульсии. И, наконец, последняя задача – о вытеснении микроэмульсии водой – моделирует процессы, происходящие на заднем фронте оторочки микроэмульсии.

В первой задаче будем считать, что в начальный момент времени $t = 0$ пласт ($0 < x < L$) насыщен остаточной водой S_{wr} и нефтью. Решение задачи Баклея-Левретта строится с применением графоаналитической техники [11].

Параметры фронта вытеснения определяются из решения следующего уравнения

$$D = \frac{U}{m} \frac{F(S_A) - F(S_{wr})}{S_A - S_{wr}} = \frac{U}{m} \frac{\partial F(S_A)}{\partial S} \quad (10)$$

Графический метод определения фронтальной насыщенности S_A и скорости фронта вытеснения D приведён на рис. 8.

Как следствие высокой вязкости нефти фронт вытеснения движется с большой скоростью и основные запасы добываются в режиме двухфазной фильтрации.

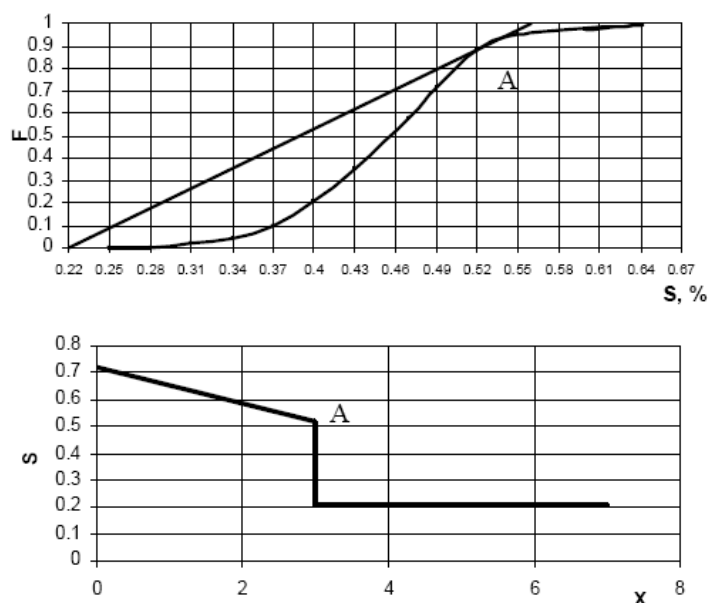


Рисунок 8. Графоаналитическая техника решения задачи Баклея-Левретта. Схематическое решение для распределения водонасыщенности в пласте в фиксированный момент времени

Закачка в пласт оторочки обратной микроэмульсии планируется на момент, когда фронт вытеснения нефти водой уже прорвался в добывающие скважины и продукция обводнена на 80 %. Исходное состояние пласта на момент начала закачки оторочки будем моделировать однородным распределением воды и нефти в пласте при водонасыщенности равной фронтальной S_A из решения первой подзадачи. Решение второй задачи получено с помощью графоаналитической техники развитой в [11]. Метод заключается в решении трансцендентной системы уравнений, определяющих законы сохранения масс фаз на скачках концентраций Баклея-Левверетта для воды и обратной эмульсии. Последняя функция строится с учетом вязкости эмульсии снижения поверхностного натяжения на границе обратная эмульсия-вода. Вид этих функций приведен на рис. 9. Графическая методика определения водонасыщенности на фронте вытеснения нефти обратной эмульсией S_B и скорости фронта D_2 приведена на рис. 9.

Начальными условиями для задачи вытеснения микроэмульсии водой является насыщенность эмульсии в области оторочки SD . Технология применения оторочки обратной эмульсии включает ступенчатое снижение ее вязкости за счет изменения состава. В предлагаемом варианте предусмотрена поочередная закачка четырех оторочек обратной эмульсии со снижением вязкости. Последняя оторочка имеет состав, который характеризуется вязкостью 8 сПз. Именно последняя оторочка продвигается по пласту водой. Поэтому для последней подзадачи принимается, что вязкость эмульсии составляет 8 сПз и это значение используется для расчета функции Баклея-Левверетта. Вид расчетной функции представлен на рис. 10.

$$D_2 = \frac{U}{m} \frac{F(S_B, S_m) - F(S_A)}{S_B - S_A} = \frac{U}{m} \frac{\partial F(S_B, S_m)}{\partial S} = \frac{U}{m} \frac{F(S_A) - F(S_B, S_m)}{S_A - S_B - a_m(S_m^0)}, \quad (11)$$

где $F(S)$ – функция Баклея-Левверетта для воды и нефти, а $F(S, S_m)$ – функция Баклея-Левверетта для воды и обратной эмульсии.

Графическая методика и решение последней задачи представлены рис. 10. Согласно этому решению рассчитывается скорость вытеснения микроэмульсии водой или скорость движения «заднего» фронта оторочки. Полученное решение показывает, что скорость движения переднего фронта оторочки обратной эмульсии меньше, чем скорость заднего фронта. Таким образом, задний фронт оторочки

догоняет передний, схематичный вид траекторий фронтов оторочки приведен на рис. 11.

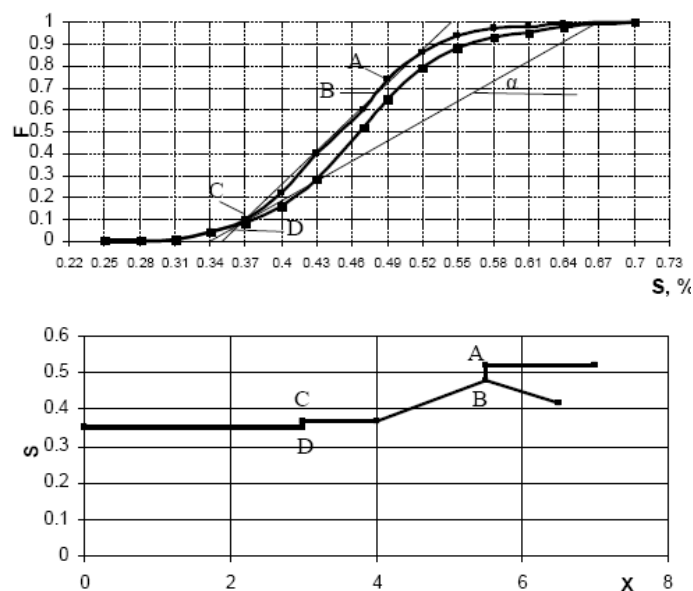


Рисунок 9. Вид функции Баклея-Лeverетта для воды и нефти $F(S)$, воды и обратной эмульсии $F(S, S_m)$ и графическая методика решения системы уравнений (11). Схематическое распределение водонасыщенности в пласте, построенное по графоаналитической методике

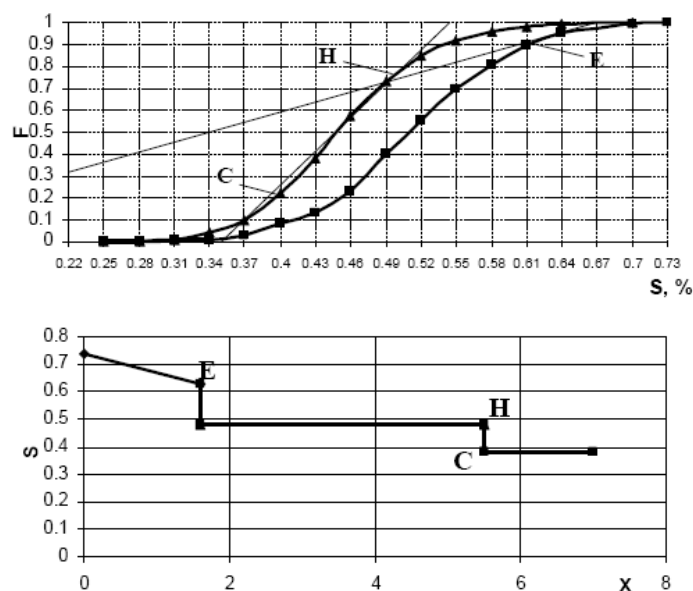


Рисунок 10. Графоаналитическое решение задачи о вытеснении оторочки обратной микроэмульсии водой. Структура водонасыщенности пласта: скачок СН соответствует фронту вытеснения микроэмульсии водой

Оптимизация параметров технологии на математические модели

Из рис. 11 видно, что расчет оптимального размера оторочки является простейшей геометрической задачей. Под оптимальным размером оторочки здесь подразумевается такой размер, при котором оторочка полностью разрушается на выходе из пласта. Размер оптимальной оторочки в долях от порового объема определяется из формулы

$$V = \operatorname{tg}(\alpha) - \operatorname{tg}(\beta). \quad (12)$$

Оптимальный размер оторочки составляет 20 % порового объема, однако из экономических соображений рекомендуемый размер оторочки занижен.

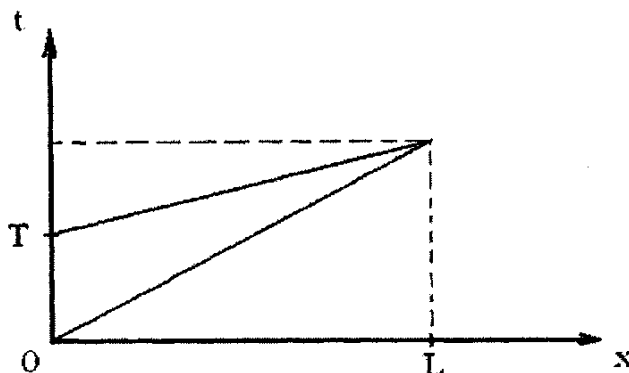


Рисунок 11. Схематический вид траекторий переднего и заднего фронтов оторочки обратной эмульсии при ее движении по пласту

Технология вытеснения нефти оторочкой микроэмульсии предусматривает постепенное снижение вязкости обратной эмульсии. Предлагается закачку оторочки производить в три этапа. Составы закачиваемых жидкостей приведены в табл. 5. В табл. 6 приведены расчетные данные по составу и свойствам получаемой в пласте микроэмульсии.

Таблица 5

Составы рабочих реагентов для закачки в пласт

№ этапа	Состав углеводородных оторочек, %		Состав водных оторочек, %	
	нефть	эмульгатор	вода	стабилизатор
1	90	10	100	0
2	94	6	98	2
3	100	0	90	10

Таблица 6
Состав получаемой в пласте эмульсии и её реологические свойства

№ этапа	Состав получаемой эмульсии, %				Реологические характеристики	
	Нефть	Вода	Эмульгатор	Стабилизатор	Статическое напряжение сдвига, Па	Эффективная вязкость, мПа·с
1	30	66	4	0	2,700	71
2	10	85	5	0	0,678	21
3	26	69	0	5	0,000	8

На основе расчета технологических параметров и экономических характеристик процесса получены размеры и составы рабочих жидкостей, используемых в процессе. Эти данные представлены в табл. 7. После закачки рабочих составов и внутрислоевого производства обратной эмульсии предполагается проталкивание по пласту оторочки водой.

Таблица 7
Объем и составы рабочих растворов
для внутрислоевого производства обратной микроэмульсии

№ этапа	Суммарный объем углеводородных оторочек, м ³		Суммарный объем водных оторочек, м ³		Объем получаемой в пласте эмульсии, м ³
	нефть	эмульгатор	вода	стабилизатор	
1	75	10	165	-	250
2	50	25	425	0	500
3	260		690	50	1000
Итого:	415	25	1205	55	1750

Литература

1. Ахметов А.Т., Михальчук Т., Решетников А. и др. Физическое моделирование фильтрации водонефтяных эмульсий в пористой среде // Вестник Инжинирингового центра ЮКОС. 2002. №4. с. 25-31
2. Аносов В.Я., Озерова М.И., Фиалков Ю.Л. Основы физико-химического анализа. М.: Наука, 1976. 503с.
3. Pope G.A., Nelson R.C. A chemical flooding compositional simulator // Soc Petrol Eng J, 1978. Vol. 18, Issue 5, pp. 339-354.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.

5. Городнов В.П., Зазовский А.Ф., Керимов З.А. Вытеснение нефти водными мицеллярными растворами с внутрипластовым образованием эмульсии // Препринт ИПМ АН СССР №363. М., 1988. 37с.
6. Баренблат Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.
7. Soo H., Radke C.J., Velocity effects in emulsion flow through porous media // Journal of Colloid and Interface Science, 1984, Vol. 102, Issue 2, pp. 462-476.
8. Soo H., Radke C.J. Flow of dilute, stable liquid and solid dispersions in underground porous media // AIChE Journal, 1985, Vol. 31, Issue 11, pp. 1926–1928.
9. Soo H., Radke C.J. A filtration model for the flow of dilute, stable emulsions in porous media - I. Theory // Chem. Eng. Sci, 1986, Vol. 41, Issue 2, pp. 263-272.
10. Soo H., Williams M.C., Radke C J. A filtration model for the flow of dilute stable emulsions in porous media - II. Parameters evaluation and estimation // Chem. Eng. Sci, 1986, Vol. 41, Issue 2, pp. 273-281.
11. Ентов В.М., Зазовский А.Ф. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. М.: Недра, 1989. 232 с.