

РАЗРАБОТКА МИЦЕЛЛЯРНЫХ РАСТВОРОВ И МИКРОЭМУЛЬСИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

А.А. Байда, В.Г. Агаев
(Тюменский государственный нефтегазовый университет)

*Мицеллярный раствор, микроэмульсия, поверхностно-активное вещество,
извлечение нефти*

Micellar solutions, micro emulsions, surfactants, oil recovery

Development of micellar solutions and micro emulsions for oil recovery enhancement. Bayda A.A., Agaev V.G.

There have been developed micellar solutions and micro emulsions on the basis of oleic acid soaps and polyethylene polyamines solved in kerosine, stabilized by tret-butyl, cyclohexyl and isopropyl alcohols. Some physical and chemical properties of micro emulsions have been studied. It is recommended to use micro emulsions stabilized by isopropyl alcohol for oil recovery. Fig.3, tables 4, ref. 5.

Существуют и успешно внедряются в промышленную практику различные методы увеличения нефтеотдачи пластов [1, 2]. Основным освоенным методом повышения нефтеотдачи пластов является заводнение. Метод заводнения нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, заключающийся в нагнетании пресной или соленой воды в пласт без добавки каких-либо реагентов, обычно обеспечивает коэффициент нефтеотдачи не более 30-35 %. Перспективным методом повышения нефтеотдачи пластов является использование мицеллярных растворов (МР) и микроэмульсий (МЭ) [3, 4]. Метод основан на отмывке пленочной и капиллярно-удерживаемой нефти, при снижении межфазного натяжения на границе раздела фаз. Мицеллярное заводнение обеспечивает почти 100 %-ное вытеснение нефти, тем самым, увеличивая конечную нефтеотдачу пласта.

Мицеллярные растворы представляют термодинамически-стабильные дисперсные системы поверхностно-активного вещества в углеводородной фазе или воде, в которых молекулы детергента или ионы организованы в ориентированные агрегаты (мицеллы). Мицеллообразование протекает самопроизвольно, а для его ускорения прибегают к простому механическому перемешиванию компонентов. МР способны спонтанно сорбировать воду или нефть (масло), что ведет к образованию микроэмульсий (МЭ) соответственно типа «вода в масле» (МЭ с внешней углеводородной фазой) или «масло в воде» (МЭ с внешней водной фазой).

В работе изложены результаты исследований по подбору составов и изучению физико-химических свойств мицеллярных растворов и микроэмульсий для повышения нефтеотдачи пластов. Мицеллярные растворы в керосине (МР с внешней углеводородной фазой) разрабатывали на основе детергентов – аминных солей жирных кислот, модифицированных различными спиртами (содетергентами). В качестве аминов взяты полиэтиленполиамины (ПЭПА) – технический продукт, имеющий общую формулу $\text{NH}_2(\text{C}_2\text{H}_4\text{NH})_n\text{H}$ (среднее значение $n \approx 3$). ПЭПА соответствовали ТУ 2413-357-00203447-99. В качестве жирной кислоты использовали олеиновую кислоту (ОК – ТУ 6-09-5290-86). В качестве содетергентов МЭ в работе использовались спирты: пропиловый, изопропиловый, бутиловый, изобутиловый трет-бутиловый, гексиловый и циклогексиловый. Физико-химические свойства спиртов соответствовали литературным данным [5]. Для оценки влияния природы спиртов на возможность получения МР (таблица 1) приводятся некоторые их физико-химические

Химия и технология переработки нефти и газа

свойства. Предварительными исследованиями с использованием диаграмм фазового равновесия для трехкомпонентных систем установлено, что только три спирта: изопропиловый (ИПС), трет-бутиловый (ТБС) и циклогексиловый (ЦГС), обеспечивающие получение МР, хорошо поглощающие воду, оставлены для дальнейших исследований.

Сопоставление физико-химических свойств спиртов алифатического ряда с их способностью образования обратимых микроэмульсий позволяет отметить, что из всего ряда алифатических спиртов способными к образованию МР являются спирты разветвленного строения, которые имеют самые низкие значения вязкости, диэлектрической проницаемости и поверхностного натяжения. При рассмотрении спиртов с одинаковым числом атомов углерода отмеченная закономерность по связи их физико-химических свойств и способности к образованию обратимых МЭ подтверждается. У изопропилового спирта вязкость, поверхностное натяжение и диэлектрическая проницаемость заметно ниже, чем у н-пропилового спирта. Такая же закономерность отмечается и при сравнении трет-бутилового спирта с н-бутиловым и изобутиловым спиртами.

Подбор составов МР и МЭ с учетом предварительных исследований, предложенный Боксом, проводился с использованием метода планирования эксперимента. Составляли матрицу полного факторного эксперимента с набором комбинаций варьируемых факторов. Оптимизация проводилась по максимальному количеству воды, входящей в состав МЭ (y), при котором сохраняется прозрачность. Варьируемыми факторами являлись: X_1 – содержание концентрата в керосине (% мас.); X_2 – массовое соотношение ОК:ПЭПА в концентрате МР; X_3 – массовое соотношение спирт: ПЭПА в концентрате МР. Концентрат МР представлял смесь ОК, ПЭПА и спирта.

Таблица 1

Физико-химические свойства спиртов

Спирт	Показатели*					
	М	t_k , °C	$t_{пл}$, °C	η , мм ² /с	γ , мН/м	ϵ
Н-пропиловый	60,1	97,2	-126,2	2,522 ¹⁵ 2,004 ²⁵	23,70 ²⁰ 22,89 ³⁰	20,1 ²⁵
Изопропиловый	60,1	82,4	-89,5	2,859 ¹⁵ 1,765 ³⁰	21,79 ¹⁵ 20,96 ³⁰	18,3 ²⁵
Н-бутиловый	74,1	117,7	-89,53	3,379 ¹⁵ 2,271 ³⁰	24,57 ²⁰ 23,75 ³⁰	17,1 ²⁵
Изобутиловый	74,1	107,9	-108	4,703 ¹⁵ 3,91 ²⁵	22,98 ²⁰ 22,11 ³⁰	17,7 ²⁵
Трет-бутиловый	74,1	82,4	25,66	3,316 ³⁰	20,02 ¹⁵ 19,1 ³⁰	10,9 ³⁰
Циклогексанол	100,2	161,1	25,15	41,07 ³⁰ 17,20 ⁴⁵	33,91 ^{25,5} 33,47 ³⁰	15 ²⁰
Н-гексиловый	102,2	157,5	-46,1	6,293 ¹⁵ 4,592 ²⁵	24,48 ²⁰ 23,61 ³⁰	13,3 ²⁵

*) М – молекулярная масса; t_k – температура кипения; $t_{пл}$ – температура плавления; η – кинематическая вязкость; γ – поверхностное натяжение; ϵ – диэлектрическая постоянная при низких частотах.

Оптимизацию состава мицеллярных растворов на основе полиэтиленполиаминного мыла олеиновой кислоты в керосине (К), модифицированного трет-бутиловым спиртом (ТБС), проводили в три этапа. С учетом предварительных исследований при составлении матрицы выбраны базовый, верхний и нижний уровни варьирования и интервал варьирования. На первом этапе базовый уровень и интервал варьирования по факторам составляли соответственно, % мас.: по X_1 = 30 и 10; по X_2 = 6 и 4; по X_3 = 1,375 и 0,625 (табл. 2). Полученное уравнение регрессии имеет вид $y = 251 + 1,13 \cdot X_1 - 4,06 \cdot X_2 - 6 \cdot X_3$. Из изученных девяти

Химия и технология переработки нефти и газа

растворов на первом этапе два сохраняли свою прозрачность до содержания воды 60-70 % мас.

Для получения МР, способных поглощать воду в больших количествах, на втором и третьем этапах планирования эксперимента, изменен базовый уровень по X_1 , X_2 и X_3 и интервал варьирования (см. табл. 2). Содержание концентрата МР в керосине повышено с 30 до 40 % мас., массовое соотношение ОК:ПЭПА снижено с 6 до 3 на втором этапе и до 2,3 – на третьем этапе; массовое соотношение ТБС:ПЭПА увеличено с 1,375 до 1,5 на втором этапе и снижено до 1,1 на третьем этапе. Интервал варьирования для X_1 , X_2 и X_3 и уравнения регрессии на втором и третьем этапах планирования эксперимента приводятся (см. табл. 2).

Таблица 2

Планирование эксперимента и регрессионный анализ для системы МР=К+ОК+ПЭПА+ТБС

Этапы планирования	Уровень варьирования	Варьируемые факторы ¹⁾			Уравнение регрессии
		X_1	X_2	X_3	
1	Нулевая точка	30	6	1,375	$y = 25,1 + 1,13 \cdot X_1 - 4,06 \cdot X_2 - 6 \cdot X_3$
	Интервал варьирования	10	4	0,625	
2	Нулевая точка	40	3	1,5	$y = 81,8 + 0,5 \cdot X_1 - 12,5 \cdot X_2 - 17,86 \cdot X_3$
	Интервал варьирования	10	1	0,7	
3	Нулевая точка	40	2,3	1,1	$y = 58,07 + 1,13 \cdot X_1 - 5,36 \cdot X_2 - 32,5 \cdot X_3$
	Интервал варьирования	10	0,7	0,5	

¹⁾ X_1 – содержание концентрата в керосине, % мас.; X_2 – массовое соотношение ОК:ПЭПА; X_3 – массовое соотношение ТБС:ПЭПА; y – содержание воды в МЭ, % мас.

По аналогичной методике с учетом уравнений регрессии оптимизированы составы для систем: МР=К+ОК+ПЭПА+ЦГС и МР=К+ОК+ПЭПА+ИПС. Оптимальные составы мицеллярных растворов для всех систем приведены в таблице 3.

Результаты исследований показали, что увеличение содержания концентрата МР в керосине, сужение массового соотношения ОК:ПЭПА и спирт:ПЭПА способствуют получению МЭ, которые в большей степени поглощают воду без нарушения прозрачности растворов. Максимальное количество поглощаемой воды с сохранением прозрачности МЭ достигает 90 % мас.

Таблица 3

Оптимальные составы мицеллярных растворов

Система МР	Содержание концентрата в керосине ¹⁾	Массовое соотношение	
		ОК:ПЭПА	спирт:ПЭПА
К+ОК+ПЭПА+ТБС	50	2,3:1	1,1:1
К+ОК+ПЭПА+ЦГС	50	2,3:1	1,5:1
К+ОК+ПЭПА+ИПС	50	2,3:1	1,1:1

¹⁾ МР – мицеллярный раствор; К – керосин; ОК – олеиновая кислота; ПЭПА – полиэтиленполиамины; Спирты: ТБС – трет-бутиловый; ЦГС – циклогексиловый; ИПС – изопропиловый; концентрат представляет смесь ОК, ПЭПА и спирта.

Нефтевытесняющие свойства МР и МЭ определяются не только прозрачностью систем, их водо- и нефтепоглощающей способностью, но и физико-химическими свойствами. В этой связи представляло интерес изучить некоторые физико-химические свойства оптимальных составов МР при различном содержании в них воды. Предположительно физико-химические свойства МР и МЭ позволят определить «длину» углеводородной фазы МЭ, относительную способность МЭ перемещаться в пластах различной проницаемости, их стабильность и т.д. Под «длиной» углеводородной фазы МЭ понималось максимальное содержание воды в МЭ (% мас.), при котором внешняя фаза остается углеводородной (микроэмульсия типа «вода в масле»). По известным методикам в работе изучены физико-химические свойства МЭ: стабильность, растворимость МЭ в воде и керосине, температура застывания, показатель преломления при 50°С и вязкость при 50°С.

«Длина» углеводородной фазы МЭ оценивалась комплексным методом – по растворимости в воде и керосине (таблица 4), по перегибам на зависимостях показателя преломления (рис. 1), температуры застывания (рис. 2) и вязкости (рис. 3) от содержания воды % мас.

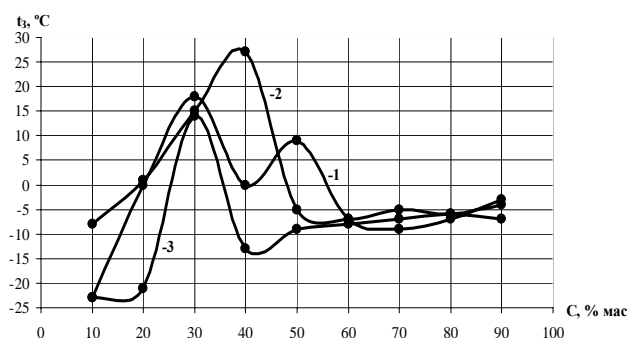


Рис. 1. Зависимость температуры застывания t_z микроэмульсий от содержания в них воды C .

Спирты:
1 – трет-бутиловый;
2 – циклогексиловый;
3 – изопропиловый

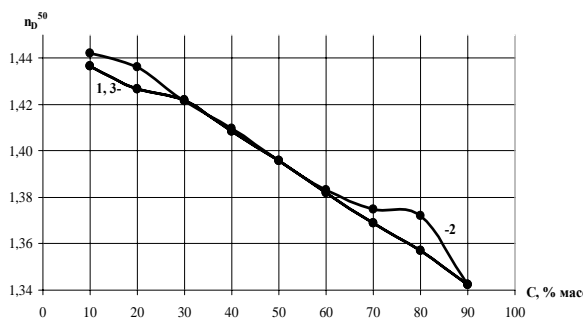


Рис. 2. Зависимость показателя преломления n_D^{50} микроэмульсий от содержания в них воды C .

Спирты:
1 – трет-бутиловый;
2 – циклогексиловый;
3 – изопропиловый

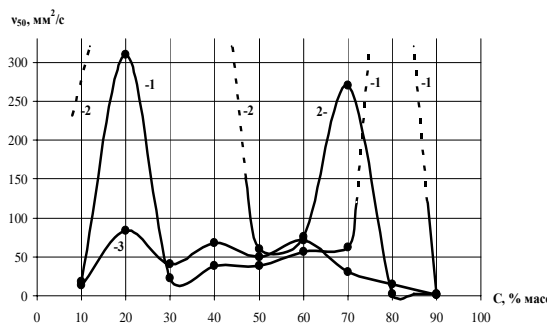


Рис. 3. Зависимость вязкости микроэмульсий η_{50} от содержания в них воды C .

Спирты:
1 – трет-бутиловый;
2 – циклогексиловый;
3 – изопропиловый

Относительная способность МЭ перемещаться в пластах различной проницаемости оценивалась по вязкости МЭ при 50°С с помощью капиллярного вискозиметра ВПЖ-2 (ГОСТ 33-82). Устойчивость и стабильность микроэмульсий определяли через сутки. Если микроэмульсия сохраняла прозрачность и не расслаивалась, то она считалась стабильной. Использовался также экспресс метод – центрифугирование пробы МЭ при комнатной температуре. Определенное количество микроэмульсии загружалось в пробирки объемом 10 мл и подвергалось центрифугированию в течение 10 мин при скорости вращения ротора центрифуги 2500 об/мин. Далее растворы МЭ извлекались из центрифуги и визуально оценивались на возможное появление водной и углеводородной фаз. Здесь данные по стабильности не приводятся, так как все МЭ оказались стабильными и не подверженными разделению на водную и углеводородную фазы. Между тем МЭ с содержанием воды 30%мас. воды в верхней и нижней частях пробирок давали незначительное помутнение. При этом прозрачность растворов почти не терялась.

Данные по растворимости МЭ в воде и керосине представлены в таблице 4, позволяющие определять внешнюю фазу МЭ, которая фаза может быть углеводородной, когда МЭ растворимы в керосине. Эта фаза может быть водной, когда МЭ растворяется в воде. Могут быть и промежуточные состояния, когда внешняя фаза трудно определима и точку инверсии определить не удастся. Для таких систем характерна эмульгируемость МЭ в керосине или воде.

Таблица 4

Растворимость МЭ в воде и керосине

Система МР	Растворитель	Содержание воды в мицеллярном растворе, %мас.								
		10	20	30	40	50	60	70	80	90
К+ОК+ПЭПА+ТБС	Вода	НР	НР	Э	Э	Р	Р	Р	Р	Р
	Керосин	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э
К+ОК+ПЭПА+ЦГС	Вода	НР	НР	Э	Э	Э	Р	Р	Р	Р
	Керосин	Э	Э	НР	НР	Э	Э	Э	Э	Э
К+ОК+ПЭПА+ИПС	Вода	НР	НР	Э	Э	Р	Р	Р	Р	Р
	Керосин	Р	Р	НР	Э	Э	Э	Э	Э	Э

Р – МЭ растворима; НР – МЭ не растворима; Э – МЭ эмульгируется. Остальные обозначения (см.табл. 3).

Сравнительный анализ данных по растворимости в воде и керосине показывает, что до содержания воды в МЭ 20% мас. сохраняется внешняя углеводородная фаза. Это иллюстрируется данными для МР, модифицированных изопропиловым спиртом. МЭ с ИПС растворимы в керосине и одновременно не растворимы в воде – до содержания в них 20 % мас. воды. Для МР, модифицированных ТБС и ЦГС соответствия между растворимостью в воде и керосине нет. Можно предполагать, что здесь также до содержания в МЭ 20 % воды, сохраняется внешняя фаза – углеводородная. Неполная растворимость МЭ с ЦГС и ТБС в керосине, где отмечается хорошая эмульгируемость (см. табл. 4), очевидно, связана с высокой вязкостью таких МЭ. Приведены данные по вязкости (см. рис.3).

Отличительной особенностью разработанных МЭ является их «короткая» внешняя углеводородная фаза – всего до 20 % мас. воды. Считается, что для

эффективного нефтевытеснения желательное сохранение внешней углеводородной фазы до содержания воды 80 – 90 % мас. Обычно внешнюю углеводородную фазу таких МЭ удлиняют с помощью электролитов. Внешняя водная фаза разработанных микроэмульсий в чистом виде начинается с содержания в них воды 50-60 % мас. Начиная с содержания воды в МЭ 30 % мас., и до содержания воды в МЭ 50-60 % мас., они значительно легче эмульгируются в керосине.

Для оценки стабильности МЭ при пониженных температурах в условиях их транспортировки и хранения и для определения возможной инверсии фаз в зависимости от содержания воды в МЭ определялась температура застывания МЭ (ГОСТ 20287-91). Полученные данные (рис.1) показывают, что температура застывания МЭ зависит от природы содетергента (спирта), входящего в состав МЭ и от содержания воды.

Наиболее низкие температуры застывания у МЭ, содержащих ИПС. Очевидно, это связано с тем, что ИПС имеет самую низкую собственную температуру плавления (минус 89,5°С). МЭ, содержащие ЦГС, имеют самые высокие температуры застывания, что связано с его высокой температурой плавления (25,15°С) и с более высоким его содержанием в МЭ по сравнению с другими содетергентами. МЭ с ТБС по температуре застывания занимают промежуточное положение.

В области низких температур можно отметить некоторые особенности поведения МЭ. При содержании воды 10 %, а с ИПС 20 % мас. МЭ имеют низкие температуры застывания. С увеличением содержания воды в МЭ их температуры застывания сначала резко возрастают, затем значительно снижаются с некоторым последующим повышением.

Сопоставление данных по температуре застывания МЭ с данными по их растворимости в воде и керосине обнаруживает некоторую корреляцию. Высокие температуры застывания, по нашему мнению, связаны с инверсией (обращение фаз) микроэмульсий - переходом МЭ типа В/М («вода в масле») в МЭ типа М/В («масло в воде»).

Необычный процесс застывания наблюдался для МЭ с ЦГС при содержании воды 20%мас. При достижении микроэмульсией температуры 1°С, несмотря на низкую температуру бани, дальнейшего понижения температуры не происходило. Напротив, через некоторое время происходило самопроизвольное повышение температуры до 2,5°С. При этом застывание так и не достигалось.

При низких температурах застывание всех микроэмульсий при содержании в них воды более 20% мас. сопровождалось образованием кристалликов льда. При низком содержании воды мицеллы типа В/М разрушались с выделением воды и последующей ее кристаллизацией. При высоком содержании воды низкие температуры не оказывали влияния на мицеллы типа М/В и вода кристаллизовалась из внешней фазы.

Показатели преломления МЭ в зависимости от содержания в них воды представлены (см. рис.2). На зависимостях $n_D^{50} = f(C_{H_2O})$ можно выделить три области. Первая область – до содержания воды 30 % масс. характеризуется отклонением от прямолинейной зависимости $n_D^{50} = f(C_{H_2O})$. Это МЭ типа В/М. Вторая область (30-60 % мас. воды) характеризуется прямолинейной зависимостью. Здесь, очевидно, МЭ находятся в переходном состоянии. Третья область, когда содержание воды в МЭ более 60 % мас. Это МЭ типа М/В. В общем, данные по показателям преломления подтверждают данные по растворимости и температуре застывания.

Представлены данные зависимости вязкости МЭ при 50°С от содержания в них воды (см. рис. 3). Характер зависимостей $\nu_{50} = f(C_{H_2O})$ определяется природой спирта и содержанием воды в МЭ. Вязкость МЭ, содержащих ИПС, самая низкая по сравнению с другими МЭ и в наименьшей степени зависит от содер-

жания воды C_{H_2O} . На зависимостях $\nu_{50} = f(C_{H_2O})$ для МЭ, содержащих ЦГС и ТБС, имеется по два максимума при различном содержании воды. При этом вязкости так велики, что их измерение не представляется возможным. На наш взгляд, появление максимумов на зависимостях $\nu_{50} = f(C_{H_2O})$ связано с обращением МЭ. Данные по вязкости только подтверждаются ранее полученными результатами по растворимости, показателю преломления и по температуре застывания.

Зависимости $\nu_{50} = f(C_{H_2O})$ позволяют оценить перспективы возможного применения разработанных МЭ для повышения нефтеотдачи пластов. Высокие значения вязкостей МЭ, содержащих ЦГС и ТБС (см. рис. 3), делают невозможным их использование в промышленных условиях. В то же время по совокупности физико-химических свойств наиболее благоприятны для нефтевытеснения микроэмульсии, полученные на основе ПЭПА, ОК, ИПС и керосина. Для оценки нефтеотмывающих свойств микроэмульсий с изопропиловым спиртом принята попытка определить их поверхностное натяжение на границе с водой и керосином. Измерения поверхностного натяжения микроэмульсий от содержания в них воды на границе с водой и керосином проводили методом определения объема капель (сталагмометрический метод). Результаты измерений из-за низких значений поверхностного натяжения (менее 1 мН/м) в работе не приводятся. Это связано с тем, что мицеллярные растворы и микроэмульсии характеризуются аномально низкими значениями межфазного натяжения на границе углеводородной и водной фаз, на чем основано их использование для повышения нефтеотдачи пластов [3].

Микроэмульсии для нефтевытеснения должны сохранять стабильность в условиях не только низких температур (см. рис. 1), но и пластовых температур Западной Сибири, достигающих 80°С.

Дополнительно изучена термостабильность наиболее подходящих для нефтевытеснения микроэмульсий с изопропиловым спиртом. Методика оценки термостабильности заключалась в выдерживании образца микроэмульсии в пределах температур от 30 до 80°С с шагом в 10°. Микроэмульсии считались стабильными, если при времени выдерживания в течение 60 минут визуально сохранялась их фазовая однородность. Фиксировалась критическая температура, при которой происходит появление отделившейся фазы. Исследования показали, что микроэмульсии в изучаемых условиях оставались стабильными. Очевидно, что термостабильность микроэмульсий помимо оптимального компонентного состава, определяется также температурой кипения изопропилового спирта, которая превышает 80°С (см. табл. 1) – температуру пласта.

Выводы

Разработаны мицеллярные растворы и микроэмульсии на основе мыл олеиновой кислоты и полиэтиленполиаминов в керосине, стабилизированные трет-бутиловым, циклогексиловым и изопропиловым спиртами.

Изучены физико-химические свойства микроэмульсий. По совокупности физико-химических свойств показано, что внешняя углеводородная фаза микроэмульсий сохраняется до 20-30% мас. содержания воды. Полная инверсия микроэмульсий типа В/М в МЭ М/В происходит при содержании воды более 60% мас. При промежуточном содержании воды микроэмульсии находятся в переходном состоянии.

Для нефтевытеснения рекомендованы микроэмульсии, представляющие растворы полиэтиленполиаминных мыл олеиновой кислоты в керосине, стабилизированные изопропиловым спиртом. Рекомендованные мицеллярные растворы характеризуются благоприятной зависимостью вязкости от температуры, низким поверхностным натяжением, хорошими низкотемпературными свойст-

вами, высокой стабильностью.

Список литературы

1. Байков Н.М. Нарращивание объемов извлекаемых запасов нефти с помощью методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 7. – С. 125.
2. Буклов А.Г. Перспективы новых методов повышения производительности скважин и нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 9. – С. 68.
3. Козин В.Г., Башкирцева Н.Ю., Гарипов Р.Н., Хасанов И.Р. Повышение нефтеотдачи пластов с применением мицеллярных растворов с гидрофобизирующей составляющей // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 8. – С. 79.
4. Сургучев М.Л., Шевцов В.А., Сурина В.В. Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1977. – 175 с.
5. Вайсбергер А., Проскауэр Э., Риддик Дж., Тупс Э. Органические растворители. – М: Изд-во Иностранной литературы, 1958. – 260 с.

Сведения об авторах

Агаев С. Г., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Технология нефтехимического синтеза», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел.: (3452) 25-69-25

Байда А.А., аспирант кафедры «Технология нефтехимического синтеза», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел.: (3452) 25-69-25

Агаев С. Г., Doctor of Technical Sciences, professor, Head of Department «Technology of Petrochemical Synthesis», Tyumen State Oil and Gas University, phone: (3452) 25-69-25

Bayda A.A., postgraduate student, Department «Technology of Petrochemical Synthesis», Tyumen State Oil and Gas University, phone: (3452) 25-69-25

УДК 665.615

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ ВЕРХНЕЧОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г. И. Волкова, Ю.В. Лоскутова, И.В. Прозорова, Н. В. Юдина
(Институт химии нефти Сибирского отделения РАН, г. Томск)

Верхнечонское месторождение, добыча нефти, отложение солей, реагенты

Oil field Verkhnechonsk, oil production, scale deposition, reagents

Prevention of scale deposition during oil production in Verkhnechonsk field.
Volkova G.I., Loskutova Yu.V., Prozorova I.V., Yudina N.V.

The influence of the composition of the mixture consisting of a highly mineralized formation water and crude oil in the field Verkhnechonsk on the concentration of salts in the oil layer is studied. The salts content in crude oil reduces with an aqueous phase increase. It is shown that application of polymer scale inhibitors is limited due to a precipitation of the high molecular constituent. It is offered to dilute the formation water with low mineralized water from the same field and to use as scale inhibitors the reagent Socolan CP10S, produced by BASF, and acid reagents Crystal FK and Netrol. Fig. 3, tables 2, ref. 4.

Процессы добычи нефти часто сопровождаются отложением нефтяных осадков и осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках скважин и подъемных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти [1]. В составе осадков неорганических веществ преобладают: сульфат кальция, карбонаты кальция, сульфаты бария, сульфаты стронция, хлориды натрия и др. В 70-