

Таблица 6

Результаты закачки сухого активного ила за 2014 год

Очаг	Реагирующие скважины	До воздействия			После воздействия			Дополнительная добыча, т/год
		Qж, т/сут	Qн, т/сут	В, %	Qж, т/сут	Qн, т/сут	В, %	
2723	2456	52,1	3,4	94,9	39,7	4,95	1,3	190,4
	3104	8,5	4,5	3,3	8,1	5,4	9,3	157,6
3167	686	236,7	2,3	9,3	150,6	10,5	4,6	2992,9
3111	3109	51,8	0,5	9,2	59,6	2	7,3	543,7
	3209	69,7	3,2	6,6	57,5	6,2	2,3	988,4
1379	1915	9,6	0,6	5	7,7	0,9	0,6	21,6
	799	64,6	5,7	2,8	94,2	11,6	9,9	2128,6
2215	2774	2,16	1,1	6,7	3,6	2,1	8,9	378,78
2511	2508	1,8	1,1	9	2,5	2,1	2,3	345,2
3171	2636	2,9	1,5	4,8	1,9	2	9,4	95,1
	2641	5,3	2,3	2,2	5	3,5	7,7	390,7
	2149	6,1	3,3	3,7	4,4	3,7	2,9	72,83
911	1363	72,9	3,5	5,5	95,1	5	7,9	85,28
1782	724	74,9	2,1	7,9	89,7	2,7	8,6	28
		357,7	27,1		375	40,6		

Таблица 7

Сравнительные показатели применения микробиологических методов увеличения нефтеотдачи в нефтегазодобывающем управлении «Туймазанефть»

Вид обработки	2014 год	
	Количество обработок, Сква.	Эффект, тыс. т
БиоПАВ	5	5,159
Активный ил	12	5,22

Литература

1. Амиров А.Д. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / А.Д. Амиров. - Москва: Недра, 1979. -312 с.
2. Бахтиярова Р.С. Становление научно-технического комплекса по увеличению нефтеотдачи пластов в Республике Башкортостан / Р.С. Бахтиярова, А.С. Беляева // Инновации и перспективы сервиса: сб. научных статей IV Международной научно-технической конференции. – У.: УГАЭС, 2007. –120 с.
3. Ибрагимов Г.З. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / Г.З. Ибрагимов. – Уфа, 1993. – 24 с.
4. Инструкция по применению эмульсии БиоПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов. – Уфа: БашНИПИнефть, 2005. –7 с.
5. Каплан Л.С. Развитие техники и технологий на Туймазинском нефтяном месторождении / Л.С. Каплан, А.В. Семенов, Н.Ф. Разгоняев. – У: РИЦ АНК «Башнефть», 1998. – 416 с.
6. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти / В.И. Щуров. - Москва: Недра, 1983. - 510 с.

ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НЕФТЕВЫТЕСНЕНИЯ

Я.Г. Чепурной

Научные руководители старший научный сотрудник А.В. Богословский, доцент В.М. Галкин
Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При традиционных методах разработки месторождений, даже с нагнетанием воды в продуктивные пласты, около половины запасов нефти остается не извлеченными. В связи с этим важнейшей проблемой добычи нефти является повышение нефтеотдачи. Одна из основных причин низкой нефтеотдачи - капиллярные силы и неблагоприятное соотношение вязкостей нефти и закачиваемой воды, приводящее к искажению фронта

нефтевытеснения и уменьшению объема охватываемых заводнением фрагментов пласта. Имеет значение и соотношение объемных и поверхностных реологических характеристик контактирующих жидкостей. Эти причины можно устранить введением водных растворов различных химических веществ. Из всего многообразия химреагентов одними из наиболее перспективных являются поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимеры и гелеобразующие составы (ГОС). Первые влияют на состояние поверхности раздела фаз и капиллярные силы (отмыв нефти от породы). Вторые – на объемные реологические характеристики (вязкость) и часто также имеют собственную поверхностную активность. Третьи изменяют гидродинамическое сопротивление заполненного объема и перераспределяют направление фильтрационных потоков в пласте (потокоотклоняющие технологии). При формировании межфазной поверхности «нефть-нефтевытесняющий раствор» ПАВ и другие компоненты состава адсорбируются на границе раздела, переходят в нефтяную фазу с характерным коэффициентом распределения. В свою очередь природные ПАВ адсорбируются со стороны нефтяной фазы и взаимодействуют с ними. Свойства поверхности раздела являются следствием состава и закачиваемого в пласт раствора, и нефти.

Используя специальные ПАВ или композиции можно получить весьма эффективное моющее действие при почти нулевом значении межфазного натяжения, однако поверхность раздела фаз (фронт) при этом теряет устойчивость. Чем эффективнее моющее действие, тем менее стабильна поверхность. В результате образуется термодинамически устойчивая так называемая микроэмульсия. При достаточно неравновесных начальных условиях (разнице химических потенциалов ПАВ в контактирующих фазах) возникает поток вещества через поверхность раздела. Такие самопроизвольно протекающие гидродинамические процессы (эффект Марангони) вызывают образование нестабильных эмульсий в условиях больших значений межфазного натяжения.

Возможная гидродинамическая неустойчивость и механическое перемешивание также провоцирует образование эмульсии, которая влияет на вытеснение нефти. Эволюцию столь сложной системы во многих случаях можно условно разделить на 2 этапа: 1-й - до потери устойчивости поверхности раздела, характерней чертой которого является уменьшение поверхностного натяжения; 2-й - после потери устойчивости, приводящей к образованию дисперсных систем. Таким образом, взаимодействие нефти и нефтевытесняющих жидкостей сложного состава может сопровождаться изменением макроскопической границы раздела, появлением среднего эмульсионного слоя, изменением вязкостей контактирующих фаз, и результат не поддается теоретическому анализу. Требуется физическое моделирование ситуации.

В настоящее время используются в основном насыпные 1D модели нефтевытеснения, когда в трубку диаметром много меньшим длины помещают измельченный керновый материал, насыщают его нефтью, и в дальнейшем вытесняют ее при температуре и давлении пласта [1]. Такой эксперимент дает необходимую информацию, однако довольно длителен и дорог. Требуется специальной конструкции высокого давления. 2D модели [2] еще более сложные. Для предварительного отбора перспективных составов нужны более простые конструкции. Возможная следующая последовательность использования предлагаемых простых моделей:

1. Статическая 3D модель без вынужденно движущихся потоков – стакан с наложенными жидкостями. Можно визуально наблюдать и фотографировать образование эмульсий, измерять значение вязкостей контактирующих объемов, межфазное натяжение и межфазную поверхностную вязкость, проводить стратификационные измерения.

2. Динамическая 1D линейная капиллярная модель. Состоит из параллельно соединенных капилляров разного диаметра на площадке оптического сканера. С помощью присоединенного компьютера можно наблюдать распределение потоков и отмыв капилляров в динамике.

3. Динамические 2D модели. Ячейка Хеле-Шоу. Плоская капиллярно-связная модель из прозрачных параллельных пластин с зазором, намного меньшим, чем их ширина с нетканым материалом между ними. Можно визуально наблюдать и фотографировать так называемое «фрактальное» вытеснение, образование «вязких пальцев».

Указанные модели были созданы. В качестве жидких компонент использовались подкрашенные вода и растительное масло.

Литература

1. Кувшинов И.В., Кувшинов В.А., Алтунина Л.К. Технология покомпонентной закачки композиций для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2013. №8. С 98-100.
2. A. Skauge, P.A. Ormehaug, B.F. Vik, C. Fabbri, I. Bondino & G. Hamon. Polymer flood design for displacement of heavy oil analysed by 2d-imaging / 17th European Symposium on Improved Oil Recovery. St. Petersburg, Russia, 16-18 April 2013.

МЕТОДИКА АНАЛИЗА И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МАЛОРЕНТАБЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ

Р.М. Шайхисламов, С.Ю. Рябов, С.В. Репчук

Научный руководитель старший преподаватель Е.Н. Иванов

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В Томской области разведка месторождений проводилась с 1962 года и в настоящее время число их составляет около 110, в том числе к нефтяным относится 79. По извлекаемым запасам углеводородного сырья (категории С1) приходится 6 крупных месторождений и 4 средних. Остальные 69 малых нефтяных месторождений Томской области приходится 18 % извлекаемых запасов категории С1. Вероятность открытия