

Лабораторное моделирование использования дисперсных составов для регулирования фильтрационных потоков и увеличения нефтеотдачи

В.В. Мазаев
ООО «Тюменский нефтяной научный центр» | Тюмень, Россия
vvmazaev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В работе представлены результаты лабораторных экспериментов по исследованию фильтрационных свойств низкопроницаемых моделей пласта после их обработки дисперсными составами на основе бентонитового глиноземистого порошка, используемыми в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов. Показано, что при закачке глиноземистого порошка в модель пласта с остаточной нефтенасыщенностью снижение поровой проницаемости модели по воде происходит преимущественно за счет образования «глинистой корки» на поверхности образцов керна. Удаление «глинистой корки» приводит к значительному восстановлению проницаемости модели пласта и приросту коэффициента вытеснения нефти. При закачке дисперсного состава в трещины и водонасыщенные интервалы модели пласта происходит их необратимая колматация. Промысловые испытания дисперсных составов показали, что закачка глиноземистого порошка в нагнетательные скважины приводит к перераспределению фильтрационных потоков за счет частичной колматации водопромытых интервалов, при этом в дальнейшем в процессе закачки воды профиль приемистости скважины продолжает изменяться.

Ключевые слова

технология увеличения нефтеотдачи пластов, дисперсный состав, модель пласта, проницаемость, коэффициент вытеснения нефти, нагнетательная скважина, профиль приемистости скважины

Материалы и методы

Материалы: керн пласта группы АС месторождения Западной Сибири; фильтрационная установка типа УИПК; метод исследования керна — отраслевой стандарт ОСТ 39-195-86.

Для цитирования:

В.В. Мазаев. Лабораторное моделирование использования дисперсных составов для регулирования фильтрационных потоков и увеличения нефтеотдачи // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №1. С. 25-29. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10076.

Поступила в редакцию: 11.02.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Laboratory modeling of dispersed mixtures application for flow control and enhanced oil recovery

Vladimir V. Mazaev
Tyumen Petroleum Research Center | Tyumen, Russia
vvmazaev@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper describes the laboratory experiments on low-permeable reservoir models flow properties study after treatment with dispersed mixtures based on bentonite clay powder used in enhanced oil recovery technologies. The study results show that when clay powder is injected into a reservoir model with residual oil saturation, the model's water vapor permeability decreases mainly due to the formation of a "clay crust" on the surface of core samples. The "clay crust" removal leads to a significant restoration of the reservoir model's permeability and an increase in the oil displacement efficiency. When the dispersed mixture is injected into fractures and water-saturated intervals of the reservoir model, it results in irreversible clogging. Field tests of dispersed mixtures have shown that the injection of clay powder into injection wells leads to a redistribution of flows due to partial clogging of water-washed intervals, while further in the process of water injection, the well injectivity profile continues to change.

Keywords

EOR technology, disperse mixture, reservoir model, permeability, oil displacement efficiency, injection well, well injectivity profile

Materials and methods

Materials: core samples from AS group of West Siberia reservoirs; Core Perm Flow Unit; core study method — industry standard OST 39-195-86.

For citation:

Vladimir V. Mazaev. Laboratory modeling of dispersed mixtures application for flow control and enhanced oil recovery // Экспозиция Нефть Газ = Exposition Oil Gas, 2020, issue 1, pp. 25-29. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10076.

Received: 11.02.2020

УДК 622.276 | Научная статья

Введение

Многочисленные публикации, представленные в научной печати, убедительно показывают перспективность закачек различных дисперсных составов (далее — ДС) в качестве эффективного метода увеличения нефтеотдачи пластов [1–5]. На это указывает тот факт, что объемы внедрения методов, основанных на использовании таких составов, в настоящее время неуклонно увеличиваются. Отмеченную тенденцию можно проследить на примере роста количества тендерных запросов в этом направлении со стороны крупнейших нефтедобывающих предприятий Западной Сибири, в то время как ранее часто отдавалось предпочтение исключительно композициям «мягкого» действия, основанным на применении сшитых полимерных составов.

Такой подход к планированию геологогеофизических мероприятий носит объективный «техногенный» характер, поскольку воздействие на пласт традиционным методом регулирования системы заводнения закачкой сшитых полимерных составов уже не обеспечивает необходимой технологической эффективности в условиях высокой обводненности добываемой продукции и значительной выработки запасов.

Таким образом, на современном этапе высокой обводненности добываемой продукции и выработки запасов нефтяных месторождений, как Западной Сибири, так и Российской Федерации методы увеличения нефтеотдачи с использованием дисперсных систем становятся все более востребованными. В то же время практические аспекты их применения требуют исследований и уточнений, чему и посвящена настоящая работа.

Основы применения дисперсных систем в технологиях увеличения нефтеотдачи

При разработке нефтяных месторождений закачка дисперсных систем преимущественно используется для ограничения притока пластовых вод и выравнивания профиля приемистости в отдельных нагнетательных скважинах, при этом данный подход при массированном использовании не исключает возможности рассматривать его в целом как метод регулирования заводнения. Главным компонентом составов такого типа наиболее часто являются различные модификации бентонитовых глин, основой которых является минерал монтмориллонит.

Безусловным достоинством товарных монтмориллонитовых глин является их высокая дисперсность и набухаемость в воде и, как следствие, высокая эффективность колматирующего действия при обработке водопромытых интервалов нефтяного пласта в широком диапазоне проницаемостей.

Воздействие дисперсных частиц монтмориллонитовых глин на пористую среду включает ряд основных моментов. Первое то, что частицы глины в процессе закачки колматируют наиболее крупные поры и трещины непосредственно в призабойной зоне пласта (далее — ПЗП) обрабатываемой скважины, обеспечивая в ней перераспределение фильтрационных потоков и изменение профиля приемистости. Далее, такие частицы, с потоком нагнетаемой воды перемещаются по высокопроницаемым каналам в объем пласта и колматируют поры меньшего размера в его удаленных зонах, что способствует внутрипластовому перераспределению фильтрационных потоков.

В соответствии с критериями, определяющими возможность движения дисперсных частиц в капиллярах, линейная фильтрация глинистых частиц потенциально возможна исключительно в поровом пространстве высокой проницаемости (1–2 μm^2 и более) и трещинах, где эффективное сечение каналов фильтрации породы существенно превышает размеры отдельных частиц закачиваемого материала. Именно это, требуется для эффективного блокирования водопромытых интервалов с целью выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин

и ограничения водопритока в добывающие скважины. В условиях коллекторов средней и низкой проницаемости проникновение дисперсных частиц в поры ограничено, поэтому колматация происходит преимущественно за счет блокирования поверхностного слоя породы и, как следствие, носит временный характер.

В настоящей работе представлены результаты лабораторных экспериментов по исследованию фильтрационных свойств моделей пласта до и после их обработки различными дисперсными составами на основе бентонитового глиноземистого порошка.

Экспериментальная часть

Основной задачей выполненного комплекса экспериментов было исследование колматирующего действия дисперсных составов на фильтрационные свойства моделей пласта с поровой проводимостью и на моделях с трещиной. В ходе экспериментов было проведено определение проницаемости моделей пласта по воде и коэффициента вытеснения нефти до и после закачки дисперсного состава и далее после удаления отложений частиц глины («глинистой корки») на входе в модель.

Эксперименты проводили на модифицированной установке УИПК по стандартной процедуре в соответствие с методикой, регламентируемой отраслевым стандартом ОСТ 39-195-86 [7].

Эксперименты включали следующие основные этапы: насыщение образцов керна водой, центрифугирование, насыщение керосином с последующим замещением керосина на нефть. Затем проводилось вытеснение нефти под давлением и расчет коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$). Далее проводили определение проницаемости модели по воде (K_1), закачку дисперсного состава и повторное определение проницаемости по воде (K_2). По окончании этого этапа опыт проводили разрушение «глинистой корки» на торце образца керна путем гидроимпульсного воздействия и вновь определяли проницаемость по воде (K_3) и прирост коэффициента вытеснения нефти. По соотношению значений коэффициентов проницаемости по воде, полученных на разных этапах, к первоначальному значению проницаемости рассчитывали значения коэффициентов восстановления проницаемости (K_2/K_1 и K_3/K_1 , соответственно) и оценивали колматирующую действие использованной дисперсной системы на модель пласта.

В экспериментах использовали линейные и двухслойные неоднородные модели пласта, представленные образцами керна пласта группы АС одного из месторождений Западной Сибири с проницаемостью по газу $43\text{--}69 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и пористостью 18,5–21,4%. В качестве нефти использовали изовискозную модель нефти с вязкостью 2,45 МПа·с. В экспериментах для насыщения образцов керна применяли модель пластовой воды с минерализацией 18,1 г/л, а для вытеснения нефти — подготовленную воду с минерализацией 9,4 г/л.

В ходе фильтрационных экспериментов в модели пласта обеспечивали следующие условия: внутриворовое (пластиковое) давление 12 МПа, давление обжима (горячее) 35 МПа. Температура проведения экспериментов 87°C. В качестве исследуемых дисперсных композиций были выбраны модифицированный полимердисперсный состав (МПДС), содержащий 5,0% масс. глиноземистого порошка марки ПБМА, 0,20% масс. полиакриламида марки PDA-1004 и 0,04% масс. сшивателя (товарного ацетата

хрома), а также дисперсный осадкообразующий состав (ДООС), содержащий 3,0% масс. глиноземистого порошка марки ПБМА, 2,0% масс. фосфата натрия и 0,8% масс. хлорида кальция.

Для определения коэффициентов вытеснения нефти водой и дисперсными составами были проведены эксперименты с использованием наборных моделей пласта, представленных тремя образцами неразрушенного керна с близкими фильтрационно-емкостными характеристиками. Для моделирования трещиноватых коллекторов использовались единичные образцы керна, которые перед процедурой вытеснения нефти подвергали гидравлическому удару для создания трещин. В модели неоднородного пласта такой трещиноватый образец керна использовали параллельно с другим неразрушенным единичным образцом. В эксперименте на полностью водонасыщенной модели пласта также использовали единичный образец керна.

Результаты лабораторных испытаний

Результаты проведенной серии фильтрационных экспериментов с использованием дисперсных составов МПДС и ДООС представлены в таблице.

На первом этапе исследования были проведены эксперименты по оценке коэффициента вытеснения нефти из моделей пласта водой (опыты №№ 1 и 2). В ходе опытов установлено, что коэффициенты вытеснения нефти из образцов с проницаемостью $51 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и $57 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ составляют 49,7 и 51,2%, соответственно (среднее значение 50,5%). Далее на моделях пласта (опыты №№ 3 и 4) были проведены эксперименты по исследованию нефть-вытесняющих свойств дисперсных составов. В этих опытах первоначально при вытеснении нефти водой были зафиксированы более низкие значения Квят. (45,0 и 45,6%), но при последующей закачке дисперсных составов были

получены дополнительные приросты Квят. в размере 2,1 и 3,6%, которые произошли на фоне увеличения давления в системе и снижения проницаемости моделей пласта по воде. Коэффициент восстановления проницаемости по воде в опытах №№ 3 и 4 на этом этапе не превысил 0,50 д.ед. (0,46 и 0,47, соответственно), при этом на торцах моделей пласта образовалась глинистая корка. После ее разрушения проницаемость моделей по воде существенно увеличилась и для модели, обработанной составом МПДС, достигла 0,85 д.ед. от первоначального значения. Для модели, обработанной составом ДООС, это значение составило 0,69 д.ед. Из этого следует то, что основной вклад в снижение проницаемости моделей пласта после закачки дисперсных составов внесло «механическое» блокирование глинистой коркой торцевой поверхности образцов керна моделей пласта. При этом снижение проницаемости моделей за счет кольматации внутриворового пространства произошло в значительно меньшей степени. Так же в ходе экспериментов после разрушения глинистой корки установлено дополнительное увеличение коэффициента вытеснения нефти. Конечные значения Квят. для систем МПДС и ДООС составили, соответственно, 51,2 и 50,1%.

В результате закачки ДС в линейные модели пласта с порово-трещинной проводимостью установлено (опыты №№ 5 и 6), что их проницаемость снизилась более чем в 7 раз, но при этом в обоих случаях существенно увеличились коэффициенты вытеснения нефти. Далее в ходе экспериментов зафиксировано, что в отличие от предыдущих опытов после удаления глинистой корки, значения коэффициентов восстановления проницаемостей пласта в широком диапазоне проницаемостей [1]. В настоящей работе это подтверждается как результатами опытов №№ 5–8, так и результатами тестирования состава МПДС на

обрабатываемой модели происходит преимущественно за счет их кольматации, которая носит необратимый характер. Кольматация сцепленной части керна с поровой проводимостью в этом случае незначительна.

В ходе опытов №№ 7 и 8, проведенных на неоднородных моделях пласта, после закачки дисперсных составов произошла кольматация как трещиноватых образцов керна, так и параллельных неразрушенных образцов, что привело к значительному снижению коэффициентов восстановления проницаемостей. При последующем гидроимпульсному воздействию и удалении глинистой корки значения этих коэффициентов для трещиноватых образцов практически не изменились, а для неразрушенных образцов несколько увеличились. При этом, как и в предыдущих экспериментах, значения коэффициентов вытеснения нефти также возросли. Данная серия опытов показывает, что в моделях пласта максимально кольматируются именно крайние и трещиноватые образцы, последующие образцы кольматируются только частично. Во всех случаях кольматация наиболее проницаемых трещин и пор способствует росту перепада давления в системе и значительному приросту коэффициента вытеснения нефти.

Полученные результаты позволяют предположить, что чем выше начальная проницаемость модели по воде, тем интенсивнее происходит ее кольматация при использовании дисперсных составов и тем ниже в дальнейшем значение коэффициента восстановления проницаемости. Аналогичный вывод сформулирован в работе А.Ш. Газизова на основании многочисленных лабораторных экспериментов, проведенных на насыпных моделях пласта в широком диапазоне проницаемостей [1]. В настоящей работе это подтверждается как результатами опытов №№ 5–8, так и результатами тестирования состава МПДС на

полностью водонасыщенном образце керна, моделирующем водоносный интервал пласта (опыт №9). В этом эксперименте в отсутствии трещин в модели установлено максимальное снижение проницаемости, которая в дальнейшем не восстанавливается.

В целом по результатам проведенной серии фильтрационных экспериментов можно сделать следующие выводы:

1. Композиции на основе дисперсных составов значительно (~2 раза) снижают фильтрационные свойства образцов керна с поровой проводимостью. После гидроимпульсного воздействия проницаемость керна восстанавливается до 69–85 % от первоначально-го уровня.

2. Снижение проницаемости керна по трещинам при воздействии дисперсными составами в 4–6 раз интенсивнее, чем проницаемости по порам. После гидроимпульсного воздействия проницаемость трещиноватого керна практически не восстанавливается.

3. В коллекторе с трещиновато-поровым типом проводимости дисперсные составы за счет кольматации трещин позволяют значи-тельно увеличить коэффициент вытеснения нефти (в описанных экспериментах в 2 раза и более).

4. Водонасыщенные образцы керна при воздействии полимердисперсным составом подвергаются значительно большей кольматации в сравнении с нефтенасыщенными образцами (коэффициенты восстановления проницаемости 0,04 и 0,46, соответственно), при этом проницаемость водонасыщенных образцов после гидроимпульсного воздействия практически не восстанавливается.

Таким образом, результаты проведенных лабораторных и промысловых испытаний позволяют утверждать, что закачка дисперсных составов – основы многих технологий увеличения нефтеотдачи пластов, является эффективным методом регулирования фильтрационных потоков в призабойной зоне нагнетательной скважины. При этом необратимая кольматация порового пространства носит локальный характер и не влияет на фильтрационно-емкостные свойства коллектора в целом. Это позволяет рассматривать дисперсные составы как высокоперспективные композиции для воздействия на пласти с целью повышения эффективности разработки высокободененных залежей нефти.

Итоги
Проведен комплекс исследований по

воздействию различных дисперсных составов на породы пласта с различным типом проводимости; установлено, что кольматация порового коллектора с остаточной нефтенасыщенностью при закачке дисперсных частиц носит обратимый характер.

Выходы

Полученные результаты лабораторных и промысловых испытаний показывают, что закачка дисперсных составов является эффективным методом регулирования фильтрационных потоков в призабойной зоне нагнетательной скважины; кольматация порового пространства пласта имеет локальный характер и не влияет на фильтрационно-емкостные свойства коллектора в целом.

Литература

- Газизов А.Ш., Галактионова Л.А., Адыгамов В.С., Газизов А.А. Применение полимердисперсных систем и их модификаций для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 1998. №2. С. 12–14.
- Мазаев В.В., Андрианов В.В. и др. Перспективы применения дисперсных и осадкообразующих составов потокоотклоняющего действия при извлечении нефти из коллекторов юрских отложений Западной Сибири // Научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». Ханты-Мансийск, 2009. Т.2. С. 72–81.
- Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н., Ибатуллин Р.Р., Подымов Е.Д. Применение методов увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 7. - С. 32–35.
- Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О. Эффективность физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в Западной Сибири // Тюмень: Тюменский дом печати, 2016. № 2. С. 239–255.
- Шехтман Ю.М. Фильтрация малоконцентрированных суспензий. М.: Издательство АН СССР, 1961. 237 с.
- ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. М.: Миннефтепром, 1986. 19 с.

Таб. Результаты фильтрационных экспериментов по тестированию дисперсных составов на различных моделях нефтяного пласта
Tab. The results of flow experiments to test dispersed mixtures on various oil reservoir models

№ п/п	Модель пласта, начальная проницаемость по газу, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ / методика проведения эксперимента	Кпр. по воде до закачки ДС, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Коэффициент вытеснения нефти водой, %		Коэффициент восстановления проницаемости, д.ед.		Итоги
			начальный	после закачки ДС	после разрушения фильтрационной корки	после закачки ДС	
1	Линейная модель (Кпр. – 57,0) / вытеснение нефти водой	2,4	51,2				
2	Линейная модель (Кпр. – 51,6) / вытеснение нефти водой	2,2	49,7				
3	Линейная модель (Кпр. – 43,3) / тестирование состава МПДС, вытеснение нефти водой	2,1	45,0	47,1	51,2	0,46	0,85
4	Линейная модель (Кпр. – 47,1) / тестирование состава ДООС, вытеснение нефти водой	2,2	45,6	49,2	50,1	0,47	0,69
5	Керн с трещиной (Кпр. – 55,3) / тестирование состава МПДС, вытеснение нефти водой	67,1	32,7	65,2	70,4	0,14	0,18
6	Керн с трещиной (Кпр. – 58,4) / тестирование состава ДООС, вытеснение нефти водой	69,4	38,5	67,7	67,7	0,13	0,13
7	Неоднородная модель / тестирование состава МПДС, вытеснение нефти водой	1,7	52,2	62,1	63,3	0,21	0,25
	образец керна (Кпр. – 54,6)						
	образец керна (Кпр. – 61,7) (трещ.)	62,7	26,4	51,3	54,2	0,05	0,06
8	Неоднородная модель / тестирование состава ДООС, вытеснение нефти водой	1,9	53,7	64,3	64,6	0,41	0,62
	образец керна (Кпр. – 63,9) (трещ.)	71,3	29,2	50,1	52,8	0,10	0,10
9	Образец керна (Кпр. – 69,2) / тестирование состава МПДС, фильтрация воды	49,1	Водонасыщенная модель	0,04	0,05		

ENGLISH

Results

A set of studies on the effect of various dispersed mixtures on reservoir rocks of different types of permeability was conducted; it was found that clogging of a porous reservoir with residual oil saturation during the injection of dispersed particles is reversible.

Conclusions

The obtained laboratory results and field tests show that the dispersed mixtures of different types of permeability have a significant effect on the bottom-hole zone of an injection well; the reservoir pore space clogging has a local character and does not affect the flow and reservoir properties.

References

- Gazizov A.Sh., Galaktionova L.A., Adigamov V.S., Gazizov A.A. Application of polymer-dispersed systems and their modifications for oil recovery enhancement // Oil industry, 1998, issue 2, pp. 12–14. (In Russ.).
- Khisamov R.S., Fajzullin I.N., Ibatullin R.R., Podymov E.D. Application of enhanced oil recovery methods on Tatneft OAO fields // Oil industry, 2010, issue 7, pp. 32–35. (In Russ.).
- Mazaev V.V., Andrianov V.V. and oth. Prospects for the use of dispersed and sediment-forming flow-diverting mixtures for oil recovery from Jurassic reservoirs in Western Siberia // Western Siberia // Tyumen: Tyumen Printing House, 2016, issue 2, pp. 239–255. (In Russ.).
- Shekhtman Yu.M. Flow of low-concentrated suspensions. Moscow: Publishing house of the USSR Academy of Sciences, 1961, 237 p. (In Russ.).
- OST 39-195-86. Oil. A method for determining oil-water displacement efficiency in laboratory conditions. Moscow: Minnefteprom, 1986, 19 p. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ | INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Мазаев Владимир Владимирович, к.т.н., старший эксперт ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия.
Для контактов: vvmazaev@tnnc.rosneft.ru

Vladimir V. Mazaev, Ph.D., senior expert Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia.
Corresponding author: vvmazaev@tnnc.rosneft.ru