

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 глинопорошка, используемыми в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов. Показано, что при закачке глинопорошка 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 коагуляция. Промысловые испытания дисперсных составов показали, что закачка глинопорошка в нагнетательные скважины приводит к перераспределению фильтрационных потоков за счет частичной коагуляции водопромытых интервала, 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. №2. С. 32-35. 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 // Ekspozitsiya Neft' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, pp. 32-35. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10076.

Received: 11.02.2020

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 шитых полимерных составов.

Такой подход к планированию геолого-технических мероприятий носит объективный «техногенный» характер, поскольку воздействие на пласт традиционным методом регулирования системы заводнения закачкой шитых 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 колюматрующего действия при обработке водопромываемых 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 колюматрируют 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 колюматрируют поры меньшего размера в его удаленных зонах, что способствует внутрипластовому перераспределению фильтрационных потоков.

Седиментационная устойчивость

дисперсии дисперсных частиц и их проникающая способность в объем пласта, могут быть существенно увеличены за счет введения добавок водорастворимых полимеров. Этот подход нашел применение во многих технологиях увеличения нефтеотдачи, основанных на закачке дисперсных колюматрантов.

При рассмотрении перспектив использования ДС в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов ключевым вопросом остается характер и степень колюматации нефтяного коллектора в результате закачки дисперсных частиц в пласт. Несомненно, любая дисперсная частица является колюматрующим агентом и, проникая в пласт, в той или иной мере снижает проницаемость пористой среды. При этом конкретно глинопоршки в силу их высокой дисперсности, а также способности к набуханию и коагуляции, могут образовать «глинистую корку» на поверхности породы и блокировать не только отдельные поровые каналы, но и в целом проницаемые интервалы пласта. В результате этого фильтрация воды (жидкостей) значительно снижается или полностью прекращается. Такой характер воздействия на пласт изначально был признан как существенный фактор, ограничивающий широкомасштабное применение технологий увеличения нефтеотдачи, содержащих дисперсные составы.

В то же время такая точка зрения не исключала избирательное применение дисперсных составов в промысловой практике и позволяла успешно использовать их для регулирования системы заводнения и ограничения притока пластовых вод.

Эффективное воздействие на продуктивный пласт с использованием дисперсных систем должно обеспечивать решение следующих основных задач:

- 1) дисперсный наполнитель должен эффективно колюматировать наиболее высокопроницаемые фильтрационные каналы (поры и трещины коллектора) и водоносные интервалы пласта;
- 2) колюматация нефтенасыщенных интервалов с низкой и средней проницаемостью для конкретного разреза должна быть минимальна или носить обратимый характер.

При этом в первом случае предпочтительна колюматация породы пласта вдоль всей линии тока нагнетаемой воды, а во втором, напротив, для восстановления проводимости коллектора в процессе его дальнейшей эксплуатации глубина проникновения частиц должна быть ограниченной. Последнее условие в пласте с поровой проводимостью часто реализуется автоматически, так как поры и многие дисперсные частицы имеют сопоставимые размеры, и поверхностный слой разреза коллектора выступает в роли естественного фильтра, препятствующего проникновению частиц во внутреннее поровое пространство породы.

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 мкм² и более) и трещинах, где эффективное сечение каналов фильтрации породы существенно превышает размеры отдельных частиц закачиваемого материала. Именно это, требуется для эффективного блокирования водопромываемых 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 колюматация 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 глинопоршка.

Экспериментальная часть

Основной задачей выполненного комплекса экспериментов было исследование колюматрующего 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 соответствии 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 подтоварной водой 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 опыта 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 рассчитывали значения коэффициентов восстановления проницаемости (K_2/K_1 и K_3/K_1 , соответственно) и оценивали колюматрующее 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 $43-69 \cdot 10^{-3}$ мкм² и пористостью 18,5–21,4%. В качестве нефти использовали изовязкозную 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 — подтоварную воду с минерализацией 9,4 г/л.

В ходе фильтрационных экспериментов в модели пласта обеспечивали следующие условия: внутривыводное (пластовое) давление 12 МПа, давление обжима (горное) 35 МПа. Температура проведения экспериментов 87°С. В качестве исследуемых дисперсных композиций были выбраны модифицированный полимердисперсный состав (МПДС), содержащий 5,0% масс. глинопоршка 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. глинопорозка 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 $51 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $57 \cdot 10^{-3}$ мкм² составляют 49,7 и 51,2%, соответственно (среднее значение 50,5%). Далее на моделях пласта (опыты №№ 3 и 4) были проведены эксперименты по исследованию нефтевытесняющих свойств дисперсных составов. В этих опытах первоначально при вытеснении нефти водой были зафиксированы более низкие значения Квыт. (45,0 и 45,6%), но при последующей закачке дисперсных составов были

получены дополнительные приросты Квыт. 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 внутриворонного пространства произошло в значительно меньшей степени. Также в ходе экспериментов после разрушения глинистой корки установлено дополнительное увеличение коэффициента вытеснения нефти. Конечные значения Квыт. для систем МПДС и ДООС составили, соответственно, 51,2 и 50,1%.

В результате закачки ДС в линейные модели пласта с порово-трещинной проницаемостью 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 проницаемости фактически не изменились (0,18 и 0,13, соответственно, при первоначальных — 0,14 и 0,13). Таким образом, при наличии трещин в образце керна снижение проницаемости

обрабатываемой модели происходит преимущественно за счет их кольматации, которая носит необратимый характер. Кольматация сцементированной 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 гидроимпульсном воздействии 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

Tab. 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, мкм ² ·10 ⁻³ / методика проведения эксперимента	Кпр. по воде до закачки ДС, мкм ² ·10 ⁻³	Коэффициент вытеснения нефти водой, %			Коэффициент восстановления проницаемости, д.ед.		
			начальный	после закачки ДС	после разрушения фильтрационной корки	после закачки ДС	после разрушения фильтрационной корки	
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	образец керна (Кпр. — 54,6)	1,7	52,2	62,1	63,3	0,21	0,25
		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	образец керна (Кпр. — 58,8)	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	

полностью водонасыщенном образце кернa, моделирующем водоносный интервал пласта (опыт №9). В этом эксперименте в отсутствие 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 кернa с поровой проводимостью. После гидроимпульсного воздействия проницаемость кернa восстанавливается до 69–85 % от первоначально уровня.
2. Снижение проницаемости кернa по трещинам при воздействии дисперсными составами в 4–6 раз интенсивнее, чем проницаемости по порам. После гидроимпульсного воздействия проницаемость трещиноватого кернa практически не восстанавливается.
3. В коллекторе с трещиновато-поровым типом проводимости дисперсные составы за счет коагуляции трещин позволяют значительно увеличить коэффициент вытеснения нефти (в описанных экспериментах в 2 раза и более).
4. Водонасыщенные образцы кернa при воздействии полимердисперсным составом подвергаются значительно большей коагуляции 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.

Важным результатом выполненных экспериментов является тот факт, что после удаления глинистой корки в результате гидроимпульсного воздействия во всех случаях установлено значительное восстановление проницаемости модели с поровой проводимостью. На практике импульсное воздействие на пласт (вскрытый интервал пласта) происходит постоянно и реализуется за счет естественного и внешнего изменения режима закачки воды в скважину. Поэтому после закачки дисперсного состава в пласт в процессе эксплуатации нагнетательной скважины неизбежно происходит дополнительное изменение, как

профиля ее приемистости, так и самого значения приемистости. Также в качестве практического вывода можно заключить, что дисперсные составы фактически будут оказывать избирательное воздействие на неоднородный по проницаемости коллектор, включающее необратимую изоляцию наиболее проницаемых и временную коагуляцию наименее проницаемых интервалов пласта.

Такой результат можно проследить на примере работы ряда нагнетательных скважин месторождения Западной Сибири, на которых были проведены работы по закачке дисперсных составов МПДС и ДООС.

Из приведенных данных видно, что профили приемистости после обработки продолжают изменяться в течение времени. Вторичное существенное изменение профилей приемистости скважин после обработки дисперсными составами произошло в течение 6 месяцев. То есть первоначальное изменение профиля приемистости и фильтрационных потоков в пласте в дальнейшем по мере закачки воды в пласт приводит к дополнительному перераспределению линий этих потоков и, как следствие, в целом к более эффективному воздействию на пласт. На основании этого можно рекомендовать повторные обработки скважин с целью изменения профиля приемистости через 6–8 месяцев. Сложившаяся практика проведения повторных закачек через 12–14 месяцев, по-видимому, не может считаться обоснованной и максимально результативной.

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 коагуляция 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 пласты с целью повышения эффективности разработки высокообводненных залежей нефти.

Итоги

Проведен комплекс исследований по

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

Выводы

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

Литература

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. Шехтман Ю.М. Фильтрация малоцентрированных суспензий. М.: Издательство АН СССР, 1961. 237 с.
6. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. М.: Миннефтепром, 1986. 19 с.

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.

References

1. 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.).
2. 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 //

- Scientific-practical conference “Ways to achieve the oil and gas and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous District — Ugra”. Khanty-Mansiysk, 2009, vol. 2, pp. 72–81. (In Russ.).
3. 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.).
4. Zemtsov Yu.V., Baranov A.V., Gordeev A.O. Efficiency of physicochemical EOR methods in

- Western Siberia // Tyumen: Tyumen Printing House, 2016, issue 2, pp. 239–255. (In Russ.).
5. Shekhtman Yu.M. Flow of low-concentrated suspensions. Moscow: Publishing house of the USSR Academy of Sciences, 1961, 237 p. (In Russ.).
6. 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