

хрома), а также дисперсный осадкообразующий состав (ДООС), содержащий 3,0% масс. глинопорошка 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 51·10⁻³ мкм2 и 57·10⁻³ 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 коьматации внутрипорового 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 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 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 коьматации, которая носит необратимый характер. Коьматация 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 коьматация 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 коьматируются именно крайние и трещиноватые образцы, последующие образцы коьматируются только частично. Во всех случаях коьматация трещин позволяют значительно увеличить коэффициент вытеснения нефти (в описанных экспериментах в 2 раза и более).

Полученные результаты позволяют предположить, что чем выше начальная проницаемость модели по воде, тем интенсивнее происходит ее коьматация 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 первоначального 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 коьматации трещин позволяют значительно увеличить коэффициент вытеснения нефти (в описанных экспериментах в 2 раза и более).
4. Водонасыщенные образцы керна при воздействии полимердисперсным составом подвергаются значительно большей коьматации 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 коьматацию 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 коьматация 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 коьматация 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; коьматация 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 полимер-дисперсных 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 малоконцентрированных 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.	Conclusions The obtained laboratory results and field tests show that the dispersed mixtures injection is an effective method for flow control in 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 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	