

НАНОТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕДОБЫЧИ

А.Я.Хавкин

Россия, Москва,

Фонд содействия экономическому развитию им. Байбакова Н.К.,
Институт проблем нефти и газа РАН

Нанотехнологический подход означает целенаправленное регулирование свойств объектов на молекулярном и надмолекулярном уровне (1-100 нанометров), определяющих фундаментальные параметры физических объектов. Но многие из давно используемых казалось бы макроразмерных процессов связаны с явлениями на наноуровне и также могут быть отнесены к нанотехнологиям [1]. Именно это имеет место в науках о Земле в области добычи нефти и газа.

Характерные радиусы ионов имеют размер менее 1 нанометра. Это означает, что регулирование явлений ионнообмена в нефтегазовых технологиях может быть отнесено к нанотехнологиям [2, 3]. Таким образом к нефтегазовым нанотехнологиям могут быть отнесены Тепловые, Физические, Биологические технологии. Газовые и Химические технологии занимают промежуточную позицию между нанотехнологиями и макротехнологиями в зависимости от механизма их влияния на систему «нефть-вода-порода» [2, 3].

Показано, что эффективность заводнения определяется нанопроцессами ионного обмена, поведения глин, макродисперсности нефти вследствие капиллярного гистерезиса в системе «нефть-вода-порода» и движением дисперсных частичек. Даны примеры оценки эффективности некоторых мероприятий увеличения нефтеотдачи (МУН), которые можно называть нанотехнологическими мероприятиями увеличения нефтеотдачи (НТМУН).

Нанонаука нефтегазодобычи.

Под термином «нанотехнология» понимают создание и использование материалов, устройств и систем, структура которых регулируется в нанометровом масштабе, т.е. в диапазоне размеров атомов, молекул и надмолекулярных образований. Т.е. под термином «нанотехнология» понимают умение работать с такими объектами. Исследования последних лет продемонстрировали важную роль наноструктур в различных областях науки и техники (физика, химия, материаловедение, биология, медицина и т.д.) [1]. Почти во всех промышленно развитых странах были определены национальные приоритеты в области нанонауки и нанотехнологий.

Именно в наноразмерном интервале на молекулярном уровне природа «программирует» основные характеристики веществ, явлений и процессов. К объектам исследований нанонауки относятся ультрадисперсные системы (УДС), в том числе глины, аэрозоли, мицеллярные коллоидные растворы, полимерные золи и гели, пленки жидкости на поверхности [4]. К нанонауке также относится проблема смачиваемости [5]. В то же время, наночастицы следует рассматривать как элементы частиц большей размерности – макроразмерные и мезоразмерные [1]. Наноразмерные компоненты являются базовыми в фундаментальных геологических процессах. Например, в механизмах превращения минералов и выветривания пород. В результате, например, возможна трансформация одних глинистых минералов в другие [5].

Одним из важных проявлений свойств УДС является эффект зависимости поверхностного натяжения от радиуса кривизны межфазной поверхности, что определяет капиллярные силы и поверхностные явления. Этот эффект особенно заметен для наноразмерных капель [4].

Основным методом разработки нефтяных месторождений является заводнение. К нанотехнологиям относятся технологии, основанные, в первую очередь, на регулировании зарядовых взаимодействий [2, 3]. К нанотехнологиям относятся технологии регулирования толщины пленок жидкостей на поверхности пород, химического состава подаваемых в скважины агентов, термотехнологии, биотехнологии, технологии на основе применения физических полей.

Традиционные модели многофазной фильтрации в пористых средах основаны на крупномасштабных моделях пористых сред с характерным размером элемента пористой среды от сантиметра и более. Но согласно [6-9] макропараметры нефтевытеснения определяются вели-

чиной капиллярного гистерезиса в системе «нефть-вода-порода». Величина капиллярного гистерезиса зависит от смачивающих свойств поверхности пород, определяемых зарядовыми взаимодействиями. Зарядовые взаимодействия определяют распределение фаз в поровом пространстве при различных компонентном и ионном составах фаз, особенности фильтрации воды, нефти и газа, поведения глин, образования газогидратов [9].

Вычисления с учетом явлений смачивания.

Величина капиллярного гистерезиса препятствует вытеснению углеводородов как в гидрофильной, так и в гидрофобной пористой среде. Величина капиллярного гистерезиса составляет 0,02-0,06 МПа, что позволяет удерживать кластеры от 10 см до 50 м в зависимости от коллекторских свойств и условий вытеснения [6-9].

На базе адаптации истории разработки элемента одного из нефтяных месторождений в Волго-уральском регионе было исследовано влияние плотности сетки скважин (ПСС) и условий вытеснения нефти на коэффициент извлечения нефти (КИН) и темп разработки (таблица). Параметры разработки были выбраны как изменение ПСС и добавка поверхностно-активных веществ в закачиваемую воду для уменьшения капиллярного гистерезиса.

Таблица

Влияние макротехнологий и нанотехнологий на разработку нефтяного месторождения

Технологии	КИН	Прирост КИН	Темп разработки, %
База			
ПСС = $51 \cdot 10^4$ м ² /скв	0,340	0,0	5,1
Макротехнологии			
ПСС = $42 \cdot 10^4$ м ² /скв	0,407	6,7	6,0
ПСС = $35 \cdot 10^4$ м ² /скв	0,462	12,2	6,5
Нанотехнологии			
Уменьшение капиллярного гистерезиса на 10 %	0,413	7,3	5,5
Уменьшение капиллярного гистерезиса на 20%	0,466	12,6	5,9

Уменьшение ПСС на этом объекте значительно влияет на КИН – уменьшение ПСС с $51 \cdot 10^4$ м²/скв до $35 \cdot 10^4$ м²/скв приводит на этом участке к увеличению КИН с 0,34 до 0,46. И темп разработки увеличивается с 5,1 % до 6,5 %. Уплотнении ПСС с $51 \cdot 10^4$ м²/скв до $35 \cdot 10^4$ м²/скв позволяет почти достигнуть утвержденного КИН – достигаемый КИН увеличивается с 70% до 95 % от утвержденного КИН. При применении поверхностно-активных веществ капиллярный гистерезис уменьшается на 10% относительно его величины при заводнении, что позволяет увеличить КИН на 7-12 пунктов и увеличить темп разработки на 0,5-0,8%. Уменьшение капиллярного гистерезиса на 20% позволит практически достичь утвержденных параметров разработки (97% от утвержденного КИН).

Роль наноявлений в глиносодержащих коллекторах.

Выбор воды для заводнения не всегда связывался с минеральным составом породы коллектора. Это было вызвано недостатком информации относительно влияния минерализации закачиваемой воды на КИН при заводнении и способах оценки влияния минерального состава породы коллектора на КИН.

Проницаемость пласта уменьшается в процессе закачки в пласт подтоварной воды. Для оценки состава глинистого цемента автор предложил использовать кроме коэффициента объемной глинистости (Кгл) коэффициент активной глинистости (Кгл^а), который подсчитывается как отношение физико-химической активности глинистой смеси к физико-химической активности Са-монтмориллонита. Экспериментальные исследования показали, что падение проницаемости при закачке в пласт более пресных вод является функцией Кгл^а.

Для изучения особенностей изменения дебитов скважин в низкопроницаемых глинодержащих коллекторах были проанализированы первичные данные по работе скважин на Ромашкинском нефтяном месторождении. Они показали тесную корреляцию между дебитами скважин по нефти и минерализацией попутной воды. Изменение приемистости скважин связано как с изменением минерального состава закачиваемой воды, так и с наличием в закачиваемой воде частичек от 1 нм до 1 мкм. Подобные эффекты были отмечены автором на Оленьем (Томскнефть), Талинском и других месторождений Западной Сибири.

Учет и способы регулирования ионнообменных процессов между закачиваемой в пласт водой и скелетом пористой среды (с глинистыми минералами) явились основой обоснования технологий (которые в соответствии с современным пониманием можно назвать нанотехнологии), позволивших повысить выработку пластов и дебиты скважин. На основе изучения ионообменных явлений с глинистой составляющей нефтяных пластов были установлены существенные изменения полей давления в залежах на 2-3 МПа, определено влияние геологических особенностей нефтяных пластов и вязкости нефти при изменении минерализации закачиваемой воды.

Экспериментальные исследования и промысловые испытания этих технологий подтвердили правильность научных выводов. Так приемистость обработанных нагнетательных скважин на Ромашкинском месторождении увеличилась в 1,3-2,5 раза, дебиты скважин по нефти увеличились на 70% [8]. Эксперименты и расчеты показали, что регулирование ионнообмена в глинодержащих коллекторах позволит повысить КИН с 0,2-0,3 до 0,35-0,45. Фактически неучет в ПК наноявлений ионнообмена в системе «нефть-газ-вода-порода» не позволит рассчитать высокий КИН и обеспечить рациональную разработку месторождений.

Промысловые данные показывают, что дебиты скважин могут увеличиваться на 20 т/сут и даже более. Поэтому контроль за минерализацией закачиваемой воды и активностью глинистых минералов в призабойной зоне скважин может существенно увеличить КИН в глинодержащих коллекторах. Для контроля разработки таких объектов необходим ежемесячный химический анализ закачиваемой и попутной вод. Промысловые данные показывают, что КИН при регулировании поведения глин может быть увеличен с 0,2 до 0,6 [10].

Заключение.

Наноявления определяют поведение многих мероприятий интенсификации добычи нефти (МИДН) и увеличения нефтеотдачи (МУН), т.е. НМИДН и НМУН. Это означает необходимость изучения наноявлений в науках о Земле с целью увеличения долгосрочной эффективности добычи нефти и газа.

Литература

1. Нанотехнология в ближайшем десятилетии. Прогноз направления исследований / под ред. *Роко М.К., Уильямса Р.С., Аливатоса П.* // М.: Мир, 2002, 292с.
2. *Хавкин А.Я.* Нанотехнологии нефтеизвлечения // М., Спутник+, 13 июля 2006, 16с.
3. *Хавкин А.Я.* Нанотехнологии в добыче нефти // Нефтяное хозяйство, 2007, № 6, с.58-60.
4. *Сумм Б.Д., Иванова Н.И.* Коллоидно-химические аспекты нанохимии – от Фарадея до Пригожина // Вестник МГУ, сер. Химия, 2001, т. 42, № 5, с. 300-305.
5. Вестник РАН, 2002, т. 72, № 10, с.900-909; 2003, т. 73, № 5, с.426-428; 2006, т. 76, № 4, с.318-332; 2006, т. 76, № 5, с.398-408.
6. *Хавкин А.Я.* Закономерность вытеснения нефти в пористых средах // Научные открытия. Сб. кратких описаний за 1998г., М.-Н.Новгород: РАЕН, 1999, с.53-54.
7. *Khavkin A.Ya.* Peculiarities of oil displacement from porous medium // 27th IEA Annual Workshop & Symposium on Enhanced Oil Recovery. IFP, Paris, France, September 19-22, 2006, Proceedings, A4, 8p.
8. *Хавкин А.Я.* Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами // М.: МО МАНПО, 2000, 525с.
9. *Хавкин А.Я.* Геолого-физические факторы эффективной разработки месторождений углеводородов // М.: ИПНГ РАН, 2005, 312с.
10. *Хавкин А.Я.* Нанотехнологии в добыче нефти и газа / под ред. чл.-корр. РАН Г.К.Сафаралиева // М., Нефть и газ, 2008, 171с.