

СОЗДАНИЕ СПОСОБА НАБЛЮДЕНИЯ ЗА ПОВЕДЕНИЕМ НЕФТИ В МИКРОТРУБКАХ

А.Д. Ермак

Научный руководитель доцент Ю.В. Коржов

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Одним из направлений извлечения высоковязких остаточных нефтей является воздействие на нефтенасыщенный пласт различными парообразными или жидкими реагентами [1]. Решается комплекс задач по снижению поверхностного натяжения на границе нефть-вода, уменьшению адсорбции нефти на породе и др. Нужно отметить, что почти всегда, не учтенными остаются эффекты, которые на фоне других кажутся не значимыми – это парциальное давление паров нефти, воды, вводимых в пласт реагентов, градиенты концентраций веществ в поровом и трещинном пространстве, скорость взаимодействия реагентов в капиллярах и открытых объемах и т.п. Не учет множества второстепенных факторов приводит к ситуациям, когда одна и та же технология обеспечивает нефтеотдачу на одном месторождении и не срабатывает на другом.

Предлагаемый в работе подход к изучению поведения нефти в пористой среде очевиден: если парами и жидкостями воздействуют на капиллярную нефть, то и исследование нужно выполнять в капиллярах. Для изучения влияния паров углеводородов и воды на поведение микрообъемов нефти было использовано простое оборудование: капилляры стеклянные диаметром 0,5 и 0,3 мм и длиной 100-200 мм, эксикаторы, чашки Петри, пробирки, средства цифровой микрофотосъемки в отраженном и проходящем рассеянном свете. Геометрические параметры капилляров определяли точно по микрофотографиям на основании оцифрованного изображения специального «Калибровочного слайда». Исследования проводятся в капилляре, расположенном горизонтально и вертикально под различными углами наклона.

В данном исследовании рассматривается влияния паров н-гексана на микрообъем капиллярной нефти.

В горизонтальном капилляре, помещенном в пары н-гексана, нефть движется от края к центру из-за разности давления паров в капилляре и вне его (рис. 1). Направленное движение микрообъема нефти продолжается, пока не установится равновесие в давлении газовой фазы с обоих краев капилляра. Если внутреннюю поверхность капилляра смочить нефтью и поместить в пары н-гексана, то через некоторое время нефть соберется в капли и устремится к центру капилляра.

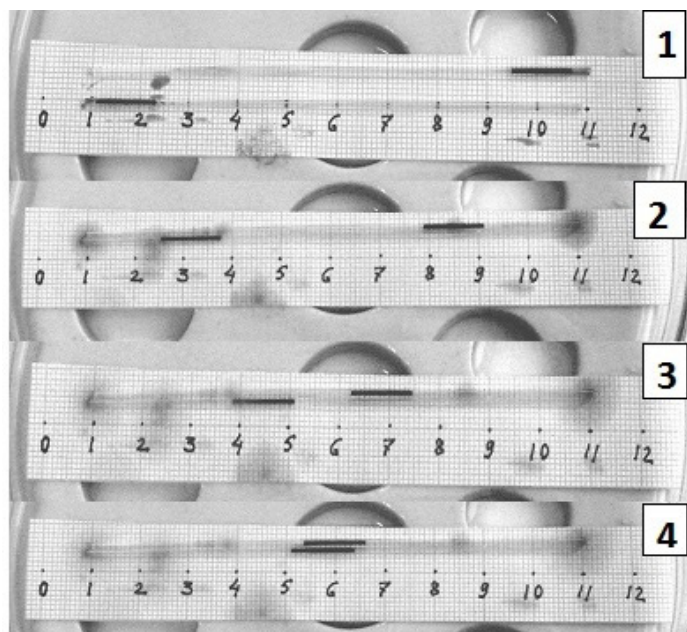


Рис. 1. Движение нефти в капиллярах от края к центру в результате действия паров н-гексана:
1 – начало опыта; 2 – положение капель через 5 мин; 3 – 15 мин; 4 – 30 мин

В случае влажного капилляра (насыщенного парами воды) наблюдается обратное движение нефти, от центра к краю, что, по-видимому, можно объяснить складыванием давления пара воды и н-гексана, поэтому внутри капилляра давление газовой фазы оказывается выше, чем снаружи, где присутствуют только пары н-гексана. Нефть вытесняется из капилляра в сторону ближайшего выхода, даже преодолевая действие гравитации, если капилляр расположен под наклоном с небольшим углом к горизонту. Для подтверждения возникновения движения нефти в капилляре под действием давления насыщенных паров веществ один конец капилляра был помещен в пары н-гексана, а другой находился вне емкости. В этом случае нефть активно вытеснялась из капилляра в открытое пространство.

В капилляре, расположенном вертикально или под углом, появляется возможность оценить влияние паров н-гексана на физико-химические характеристики нефти, такие как вязкость, подвижность, поверхностное

натяжение. Результаты эксперимента представлены на рисунке 2 в виде отдельных кадров, соответствующих моментам начала опыта, движения в течение 5 с, 15 с и 35 с. Слева расположена контрольная пробирка, а справа с парами н-гексана. Можно видеть, что в вертикально расположенном капилляре с парами н-гексана столбик нефти, опускаясь под действием гравитации, движется быстрее, чем на воздухе. Наблюдаемое снижение вязкости нефти происходит практически мгновенно, что нельзя объяснить эффектами разбавления нефти н-гексаном. Мы считаем, что увеличение подвижности нефти в капилляре происходит как результат нарушения пленки поверхностного натяжения нефти парами н-гексана, что приводит к изменению величины капиллярных сил и началу пленочного течения нефти.

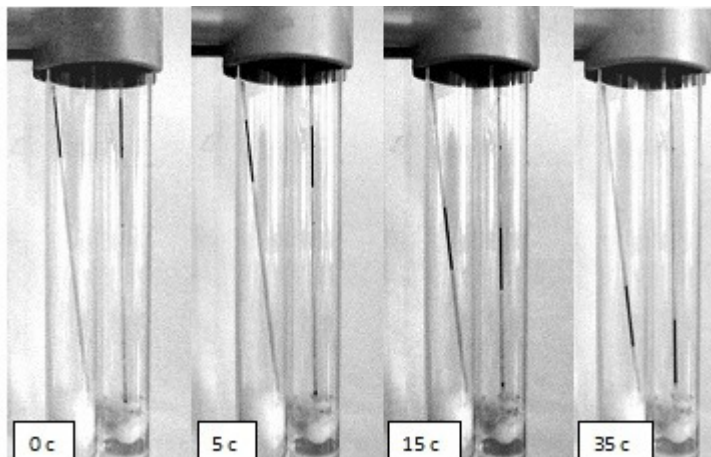


Рис. 2. Кадры видео, показывающие различие в движении одинаковых микрообъемов нефти в капиллярах в интервале 35 секунд. Слева расположена контрольная пробирка без н-гексана, а справа – с н-гексаном

Приведенные опыты по наблюдению поведения микрообъемов нефти в парах н-гексана и воды показывают, что движение микрообъемов нефти в капилляре под влиянием парциального давления паров веществ может быть не только обнаружено, но и оценено количественно. Действие паров изменяет поведение нефти в капилляре почти мгновенно, в результате нарушения пленки поверхностного натяжения. Прозрачность капилляра позволяет фиксировать фазовые переходы в пленках нефти на внутренней поверхности капилляра. Результаты опытов указывают на возможность пленочного течения нефти под действием паров н-гексана в капиллярах.

В дальнейшем планируется создать лабораторные установки с регулируемым углом наклона капилляра, вращением препаративного стола, что позволит менять скорость и пробег нефти по капилляру.

Исследования проводятся при финансовой поддержке РФФИ и ХМАО – Югра. Вид проекта: р_урал_а Региональный конкурс Урал: инициативные.

Выражается благодарность доценту кафедры экологии Института природопользования ЮГУ Углеву В.В. за помощь в разработке и проведении экспериментов.

Литература

1. Буря Е.Г. Исследование агрегативной устойчивости нефтей при взаимодействии с углеводородными растворителями // Дисс. и автореф. канд. техн. наук по ВАК 25.00.17. – М., 2002.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПЛАСТА АВ₁ РАННЕМЕЛОВОГО ВОЗРАСТА НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.Б. Жамсаранова, Е.Н. Осипова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Развитие нефтяной промышленности в Томской области началось в 1962 году с открытием Советского месторождения. В 1966 году оно введено в опытно-промышленную разработку. Месторождение многопластовое, нефтегазоносность доказана 18 залежами, по количеству запасов относится к категории крупнейших. Стоит отметить, что месторождение находится на четвертой стадии разработки, и обводненность скважинной продукции составляет более 80%.

Залежь нефти пласта АВ₁ содержит более 70,9% остаточных извлекаемых запасов от первоначально утвержденных по категории С₁ (01.01.2006). Нефтенасыщенный горизонт АВ₁ на Советском месторождении