

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

© М.Т.Абасов, Р.А.Мусаев, А.И.Асадов, Р.Г.Аллахвердиева, 2011

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ И РАСТВОРА ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА НА КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ****М.Т.Абасов, Р.А.Мусаев, А.И.Асадов, Р.Г.Аллахвердиева***Институт геологии НАН Азербайджана  
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье рассмотрено влияние электрического поля и растворов поверхностно-активных веществ на межфазное натяжение, адсорбцию, десорбцию и на коэффициент вытеснения нефти из сильноглинистой модели пласта.

На основании совокупности проведенных экспериментов установлено, что путем направленного воздействия внешнего электрического постоянного поля с регламентированными параметрами можно существенно увеличить значение коэффициента нефтеотдачи низко-проницаемых пластов, в частности высокоглинистых коллекторов кирмакинской свиты.

Известно, что одним из возможных перспективных путей увеличения нефтеотдачи пластов является применение физико-химических и физических методов воздействия на пласт. В этой связи представляет определенный интерес исследование совместного влияния раствора поверхностно-активного вещества (ПАВ) и поля электрического тока на коэффициент вытеснения нефти водой.

Внедрение ПАВ в пласт связано с изменением межфазного натяжения на границе закачиваемого раствора и пластовой нефти, адсорбцией его молекул на поверхности зерен породы, составляющей пористую среду, и их десорбируемостью в процессе разработки. Эти поверхностно-молекулярные явления в продуктивном пласте представляют собой сложную совокупность физических, химических и физико-химических процессов. Поэтому предварительно изучено влияние электрического поля на межфазное натяжение, адсорбцию и десорбцию различного типа ПАВ.

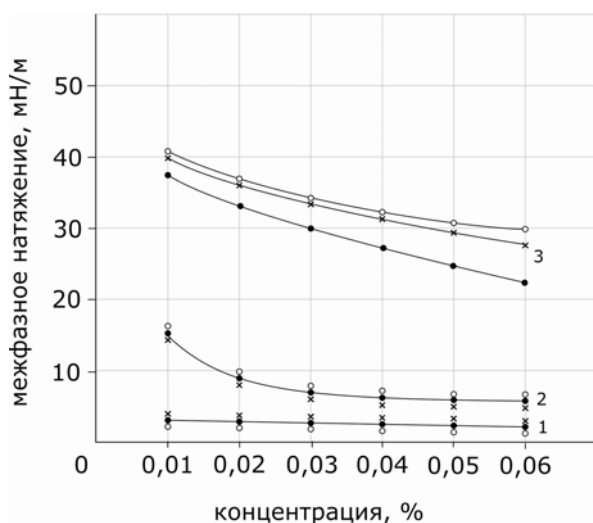
Эксперименты проводились на специально собранной установке, позволяющей производить измерения как в постоянном, так и в переменном электрическом поле.

В качестве ПАВ использованы неионо-

генный алфенол, катионоактивный дмабах и анионоактивная сульфокислота. Их растворы приготавливались в дистиллированной воде.

В процессе воздействия на пласт растворами ПАВ межфазное натяжение ( $\sigma$ ) определяет дисперсность нефти в растворе, условия прилипания к твердым частицам капель воды и нефти, а также целый ряд других явлений, оказывающих большое влияние на взаимовытеснение жидкостей.

Результаты исследования влияния электрического поля на межфазное натяжение растворов ПАВ на границе неполярного керосина представлены на рис.1. Как видно из рис.1., при фиксированных значениях 50 В и 100 В течение постоянного тока через растворы алфенола и дмабаха практически не влияет на величину их межфазного натяжения на границе с керосином. Сопоставление кривых зависимостей  $\sigma=f(c)$  для растворов анионоактивной сульфокислоты показывает, что изомеры межфазного натяжения относительно выше в случае электрических полей. При этом увеличение  $\sigma$  происходит более интенсивно при больших напряжениях тока. Причину увеличения  $\sigma$  можно объяснить ухудшением растворимости сульфокислоты в дистиллированной воде.



**Рис. 1.** Влияние постоянного электрического поля на межфазное натяжение растворов дмабаха (1), алфенола (2) и сульфокислоты (3) на границе с керосином. ●● в отсутствие тока; х х х - напряжение тока 50 В; ○○○ напряжение тока 100 В

Изучено влияние электрического поля и минералогического состава адсорбента на динамику адсорбции и десорбции неионогенного алфенола. В качестве адсорбента были использованы кварцевый песок и порода из поверхностного обнажения кирмакинской свиты (КС) месторождения Балаханы. Выбор 0,05%-ной концентрации алфенола в дистиллированной воде для проведения опытов по динамической адсорбции определялся на основе критической концентрации мицеллообразования. Отметим, что адсорбция является экзотермическим процессом; температурный фактор оказывает влияние не только на сам процесс адсорбции ПАВ, но также на растворимость адсорбтива (Мусаев и др., 1970). Если растворимость адсорбтива растет с повышением температуры, то оба фактора действуют в одном направлении, и адсорбция ПАВ уменьшается. Если же его растворимость уменьшается, то один фактор противостоит другому, и адсорбция ПАВ может уменьшаться или увеличиваться в зависимости от того, какой из факторов преобладает.

В экспериментах изменение концентрации растворов ПАВ до и после адсорбции определялось по поверхностному натяжению. Метод определения концентрации исследованного ПАВ после адсорбции по данным измерений поверхностного натяжения, несмотря

на то, что это вещество не является индивидуальным химическим соединением, широко применяется в практике и дает относительно небольшие расхождения по сравнению с другими известными методами.

На рис. 2. показано влияние постоянного и переменного электрического поля с напряжением 50В на величину адсорбции не диссоциирующего на ионы поверхностно-активного вещества алфенола при фильтрации его 0,05 %-ого водного раствора через кварцевый песок (кривые 1,2,3) и породы кирмакинской свиты (кривые 4, 5, 6). Как видно из представленных кривых зависимостей, с увеличением объема раствора, проходящего через модель, составленную из кварцевого песка, адсорбция молекул алфенола увеличивается и достигает предельных значений. Сопоставление кривых 1,2 и 3 показывает, что адсорбционная активность молекулы алфенола зависит от поля электрического тока. При наличии постоянного поля величина предельной адсорбции алфенола уменьшается. При воздействии же на модель пористой среды переменным током адсорбция увеличивается. При этом через адсорбент кварцевого песка профильтровано на 2,0 объема пор раствора больше, чем при отсутствии электрического поля. При использовании в качестве адсорбента породы кирмакинской свиты при наличии и отсутствии электрического поля величины предельных значений адсорбции не были достигнуты. Сопоставление представленных кривых зависимостей показывает, что при фильтрации одного и того же объема раствора величина равновесной адсорбции алфенола на породе кирмакинской свиты больше, чем на кварцевом песке. Большая его адсорбция из водного раствора на адсорбенте кирмакинской свиты связана с высокой удельной поверхностью и наличием в ней глинистых и карбонатных пород. Проведенными исследованиями (Мусаев и др., 1998) показано, что поверхность карбонатных частиц обладает меньшей степенью гидрофильности по сравнению с кварцем. Кроме того, карбонатные частицы обладают естественными микротрещинами. Наличие последних сильно увеличивает удельную поверхность. Поэтому течение постоянного и переменного тока практически не влияет на величину равновесной адсорб-

ции алфенола на поверхности зерен породы кирмакинской свиты.

Опыты по изучению влияния постоянного и переменного электрического поля на десорбцию адсорбированного ПАВ проводились фильтрацией дистиллированной воды через модель, составленную из кварцевого песка и породы кирмакинской свиты, при перепаде давлений 0,01 МПа.

Спустя сутки после достижения предельных или же равновесных величин адсорбции алфенола через модели фильтровалась дистиллированная вода; при этом происходила десорбция адсорбированных молекул алфенола. Анализ таблиц показывает, что десорбируемость молекулы неионогенного алфенола в условиях постоянного и переменного тока с поверхности адсорбента – кварца увеличивается соответственно на 9,5 и 12,8%. При этом стабилизированная величина десорбции достигается при фильтрации через модель 30 объемов пор воды. Как показали исследования, при наличии постоянного и переменного электрических полей десорбируемость неионогенного алфенола с поверхности породы КС уменьшается соответственно в 2,39 и 2,22 раз. Сопоставление данных таблицы показывает, что при отсутствии электрических полей адсорбированные молекулы алфенола по сравнению с кварцем в большей степени десорбируются с поверхности зерен породы КС.

В работе были проведены четыре серии опытов по вытеснению нефти водой в различных условиях. Эксперименты проводились на специально сконструированной установке, позволяющей производить измерения постоянного электрического тока с учетом перепада дав-

ления. Корпус модели пласта был изготовлен из органического стекла в виде трубки длиной 1,0 м и диаметром 0,025 м с смонтированными на входе и выходе электродами из нержавеющей стали. Пористая среда составлялась из породы кирмакинской свиты. Следует отметить, что кирмакинская свита – один из основных объектов разработки продуктивной толщи Абшеронского полуострова, содержащая большие запасы неизвлеченной нефти. Так, несмотря на завершение буровых работ, все горизонты КС характеризуются низким коэффициентом извлечения нефтяных запасов, не превышающим 30% (Абасов и др., 2007).

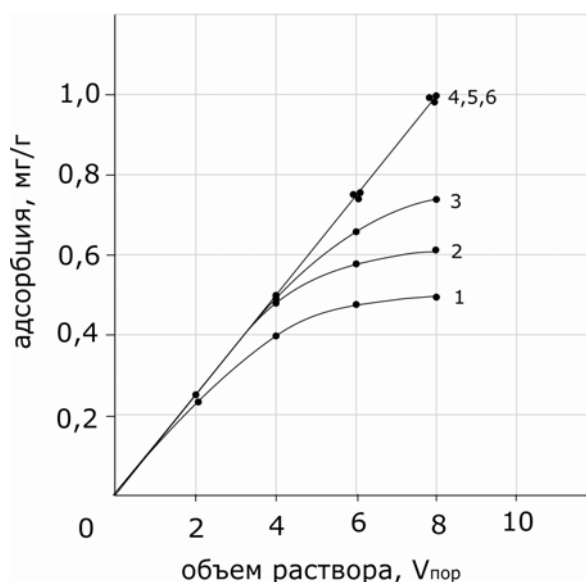


Рис. 2. Влияние постоянного и переменного электрического поля на величину адсорбции алфенола из раствора на различных адсорбентах. Адсорбция при наличии постоянного (1,4), переменного (3,5) и при отсутствии (2,6) тока на адсорбентах – кварце (1,2,3) и породе КС (4,5,6)

#### Влияние электрического поля на десорбцию алфенола с поверхности адсорбентов

Условия десорбции	Адсорбенты	Величины десорбции (мг/г) в зависимости от объема профильтрованной ( $V_{\text{пор}}$ ) воды						Величины десорбции алфенола, %
		5	10	15	20	25	30	
в отсутствии тока	кварц	0,12	0,22	0,28	0,31	0,31	0,32	36,5
	порода КС	0,1	0,19	0,28	0,35	0,41	0,5	46,4
при постоянном токе	кварц	0,12	0,18	0,21	0,23	0,23	0,23	46,0
	порода КС	0,07	0,17	0,25	0,34	0,38	0,44	19,4
при переменном токе	кварц	0,19	0,27	0,34	0,36	0,36	0,37	49,3
	порода КС	0,15	0,26	0,36	0,45	0,50	0,53	20,9

В использованных экспериментах содержание глины и карбонатов в образцах породы составляло соответственно 27,0 и 14,7%. Во всех опытах вес песка в модели был постоянным. Это давало возможность получить модель пласта с практически равной пористостью (26-27%), проницаемостью ( $0,3 \text{ мкм}^2$ ), что важно для воспроизводимости опытов. Для сопоставления результатов исследований опыты проведены на линейных моделях с близкой физической характеристикой, с одной нефтью и одинаковым перепадом давления ( $0,1 \text{ МПа}$ ).

Изготовленная согласно теории моделирования модель пласта вакуумировалась и насыщалась пластовой щелочной водой горизонта кирмакинской свиты. Она вытеснялась нефтью до тех пор, пока в выходящей из модели продукции не было следов воды. Оставшаяся вода считалась погребенной и ее содержание в породе кирмакинской свиты составляло в среднем около 18,0%. После замещения воды нефтью одноименного горизонта (месторождения Балаханы) с характеристиками: содержание нафтеновых кислот – 1,41%, акцизных смол – 27,2%, парафина – 0,3%, кислотное число – 2,1, плотность и вязкость при  $20^\circ\text{C}$  – соответственно  $890,0 \text{ кг/м}^3$  и  $30,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , поверхностное натяжение на границе с щелочной пластовой водой –  $19,0 \text{ мН/м}$  нефтенасыщенность пористой среды составляла 82,0%.

В первой серии опытов нефть вытеснялась пластовой щелочной водой. Как видно из рис. 3, при вытеснении кирмакинской нефти пластовой щелочной водой при температуре  $20^\circ\text{C}$  конечный коэффициент вытеснения составил 0,6, причем это было достигнуто за счет прокачки через модель пласта четырех поровых объемов воды. Коэффициент безводного вытеснения нефти водой в этом случае был равен 0,3. Отметим, что анализ многочисленных литературных данных, в том числе (Сургучев, 1985), показывает, что коэффициент извлечения нефти из пласта по месторождениям в зависимости от геолого-физических параметров коллекторов, физико-химических свойств насыщающих пласт жидкостей в режиме разработки изменяется в пределах 0,1-0,70, в среднем не превышая 0,5. Одной из причин, приводящих к низкой нефтеотдаче пластов, следует считать наличие в нефтях поверхност-

но-активных компонентов, что приводит к образованию на границе нефть-порода слоев, обладающих свойствами, отличными от объемных. Поэтому кирмакинская нефть с большим содержанием высокомолекулярных поверхностно-активных компонентов увеличивает силы адгезии к твердой поверхности. Об энергии связи пленочной нефти с поверхностью породы можно судить по известному соотношению:  $W = \sigma (1 - \cos \Theta)$ , где  $W$  – работа адгезии;  $\sigma$  – межфазное натяжение;  $\Theta$  – краевой угол избирательного смачивания.

В процессе вытеснения щелочная вода, проникая в поровое пространство модели пласта, выталкивает в первую очередь слабо связанные с твердой поверхностью слои кирмакинской нефти из больших пор, обходя малые. А остальная часть нефти застревает в местах, где она наиболее прочно связана с твердой поверхностью, в виде пленки, прилипших линз или капель (Гашимов, Мусаев, 1999). Кроме того, у стенок пор пористой среды нефть приобретает большую вязкость и упругость формы (Мархасин, 1977). Поэтому коэффициент вытеснения в данном случае не превышает величины 0,6. Вместе с тем чем больше поверхностная и механическая прочность адсорбированного слоя нефти, тем меньше ее деформируемость (Мархасин, 1977). При этом в процессе вытеснения активные компоненты нефти – нафтеновые кислоты, смолы и асфальтены химически не взаимодействуют с солями щелочной воды. Эти активные компоненты, адсорбируясь на поверхности зерен песка КС, усиливают адгезионные силы между нефтью и породой. Благодаря этому отрыв капельной и линзовидной нефти от твердой поверхности сильно затрудняется, а размеры частиц диспергированной нефти оказываются большими, чем поры пористой среды.

Во второй серии опытов кирмакинская нефть вытеснялась 0,05%-ым раствором аркопола. Следует отметить, что вытеснение нефти растворами поверхностно-активных веществ протекает по сложному механизму: распределение, массоперенос между нефтью и водой, адсорбция из обеих фаз, десорбция, образование и распад мицелл в зависимости от концентрации ПАВ и состава нефти. Выбор аркопола для исследований связан с тем,

что для целей увеличения нефтеотдачи пластов и темпов разработки нефтяных залежей в основном применяются неионогенные водорастворимые поверхностно-активные вещества. Эти вещества, сильно снижающие межфазное натяжение, улучшающие смачиваемость твердых поверхностей водой и имеющие большую скорость диффузии в значительной степени влияют на продолжительность отмывания пленочной нефти (Мусаев, Керимов, 2001).

Данные опытов по вытеснению кирмакинской нефти пластовой щелочной водой (рис.3, кривая 3) и 0,05%-ным раствором аркопола (рис.4 кривая 3) показывают, что коэффициент вытеснения в случае использования раствора выше. Закачивание через пористую среду четырех объемов пор раствора позволило извлечь 66,0% нефти по отношению к начальной нефтенасыщенности. Обводнение получаемой продукции составило в среднем 99,0%.

При вытеснении за счет адсорбции величина межфазного натяжения на границе раздела кирмакинская нефть – раствор аркопола в пористой среде увеличивается до значения 15,0 мН/м, что недостаточно для перевода остаточной нефти в подвижное состояние; поэтому рост коэффициента вытеснения по сравнению с водой составляет около 5-6%. В пористой среде молекулы аркопола с меньшей молекулярной массой быстрее диффундируют к поверхности пленочной нефти, чем менее активные крупные. Однако из-за высокой скорости адсорбции из водного раствора аркопола на поверхности породы кирмакинской свиты в начальном периоде вытеснения происходит уменьшение его концентрации в воде. Поэтому более интенсивного диспергирования нефти в растворе не происходит. Отметим, что адсорбированные молекулы аркопола достаточно влияют на объемы воды, связанной с твердой поверхностью породы кирмакинской свиты. В связи с этим меняется состояние внутренней обкладки двойного электрического слоя, т.е. гидратированности твердой поверхности (Симкин, 1979). В процессе вытеснения адсорбция аркопола из раствора на поверхности породы кирмакинской свиты протекает с большой скоростью. При этом в меньших порах ее равновесная вели-

чина достигается за счет медленной диффузии. При прокачке через пористую среду четырех поровых объемов раствора на выходе величины их поверхностного натяжения на границе с керосином были более высокими, чем исходные. Это означает, что смоченные нефтью глины, известняки и другие породы приводят к увеличению адсорбции аркопола.

С применением раствора ПАВ не наблюдалось увеличения скорости вытеснения по сравнению с временем вытеснения нефти пластовой щелочной водой. Наибольшей скоростью вытеснения нефти в безводный и в водный периоды при одном и том же перепаде давления обладала чистая пластовая щелочная вода.

В третьей серии опытов представлены результаты исследования зависимости коэффициента вытеснения нефти от пропущенного объема щелочной воды под воздействием поля постоянного электрического тока с напряжением 100 В. Исследованиями (Абасов и др., 2010) установлено, что повышение содержания глины и карбонатов в составе породы и ухудшение электропроводности насыщающей ее воды способствуют снижению электропроводности пористой среды, параметра пористости и параметра насыщения. Как видно из рис.3, для безводной части фильтрата значение коэффициента вытеснения равно 47%. При протокe через модель пласта щелочной воды в количестве, равном 4-х кратному объему порового пространства, усредненное значение коэффициента водного вытеснения нефти составило 36%, что в совокупности с таковым безводного периода фильтрации достигает практически величины 83%. Сопоставление результатов, иллюстрируемых кривыми 3 и 4 (рис.3), свидетельствует о более интенсивном росте значений коэффициента вытеснения нефти щелочной водой под воздействием постоянного электрического поля.

Согласно работе (Губин, Бондаренко, 1967) в процессе вытеснения частицы всех компонентов нефти под влиянием внешнего электрического поля меняют свое взаимное расположение. Неполарные углеводородные компоненты характеризуются дипольными моментами, а у активных компонентов хаотически расположенные диполи ориентируются определенным образом в зависимости от на-

пряженности электрического поля. Поэтому электропроводность нефтей в зависимости от их химического состава изменяется в пределах от  $10^{-11}$  до  $10^{-9}$   $\text{ом}^{-1} \cdot \text{см}^{-1}$ . При отсутствии электрического поля сумма дипольных моментов компонентов нефти равняется нулю.

Кроме того, кислородные соединения, входящие в состав кирмакинской нефти, нафтеновые и жирные кислоты, соединения фенольного характера и асфальтово-смолистые вещества под воздействием постоянного электрического поля взаимодействуют с солями щелочной воды, в результате чего образуются новые водорастворимые поверхностно-активные вещества. При этом образующиеся новые водорастворимые поверхностно-активные вещества, адсорбируясь на поверхности породы кирмакинской свиты разрывают пленочную нефть и в водной среде превращают ее в мелкодисперсное состояние. Это облегчает продвижение мелкодисперсных частиц нефти в пористой среде. Отметим, что при увеличении величины рН щелочной воды (рис.3, кривая 2) усиливаются ионообменные процессы между вытесняющей нефть щелочной водой и глинистыми частицами пористой среды. Как видно из представленных кривых зависимостей (кривые 1 и 2), при наличии электрополя значения рН проб вод, выходящих из пористой среды, увеличиваются от 8,0 до 10. Кроме того, неоднородность минералогического состава породы кирмакинской свиты приводит к появлению на поверхности зерен песка положительных и отрицательных зарядов. Состав, количество, соотношение и условия движения в водном потоке этих обменных катионов и анионов определенным образом влияют на скорость совместной фильтрации нефти и воды при наличии электрического поля. При этом на изменение исследованных показателей щелочной воды и коэффициента вытеснения нефти водой определенное влияние оказывает тепловая энергия, выделяющаяся при воздействии электрическим током.

Благодаря вышеуказанному, закачка четырех объемов пор щелочной воды в модель пласта позволила дополнительно извлечь примерно 23% нефти по отношению к начальной нефтенасыщенности.

Расход электроэнергии для достижения этих показателей составил  $78 \cdot 10^{-4}$  кВтч.

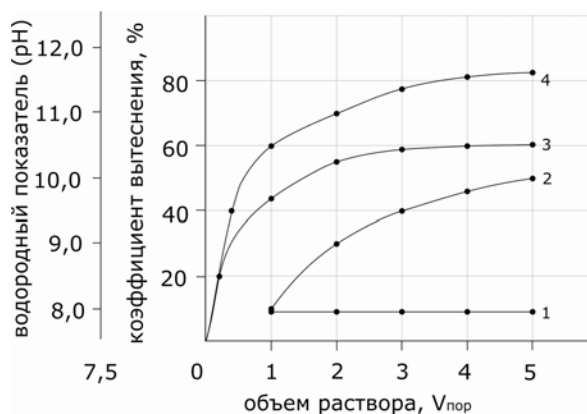


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения (3,4) и водородного показателя (1,2) от объема воды при отсутствии (1,3) и наличии (2,4) электрического поля

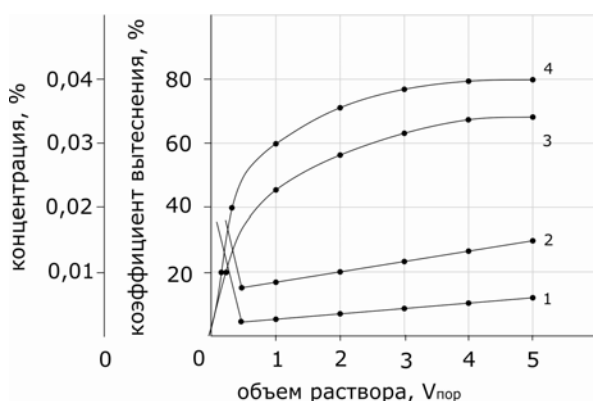
В четвертой серии опытов было исследовано совместное влияние раствора аркопола и постоянного поля электрического тока на коэффициент вытеснения нефти водой. Применение различного типа ПАВ в воде для увеличения нефтеотдачи пластов исследовалось многими авторами. Вопрос же применения раствора ПАВ в сочетании с электрическим полем для увеличения коэффициента вытеснения нефти водой практически не изучался.

Результаты исследования совместного влияния 0,05%-ого раствора аркопола и поля постоянного электрического тока на коэффициент вытеснения нефти в зависимости от объема прокаченной жидкости представлены на рис.4. Установлено, что при закачке раствора в количестве 4,0 объемов порового пространства коэффициент вытеснения нефти доходит до величины 80,0% (кривая 4) при обводнении получаемой продукции в среднем на 99,5%. При этом прирост нефти в водный период при вытеснении пластовой щелочной водой составил 36,0%, а при вытеснении за более короткое время 0,05%-ым раствором аркопола – 30,0%. Существенным преимуществом использования в опытах аркопола в процессе вытеснения нефти водой при наличии электрического поля является его устойчивость к действию минеральных солей, что очень важно, так как щелочная пластовая вода минерализована.

В процессе вытеснения нефти кирмакинской свиты 0,05%-ым раствором при наличии постоянного электрического поля с напряжением 100В молекулы аркопола на кон-

также нефть-вода своей гидрофильной полярной частью погружаются в воду, а гидрофобной неполярной частью направлены в сторону нефти. Поскольку раствор аркопола обладает гидрофилизующими свойствами, он легко проникает в мелкие поры и каналы малых проходных сечений модели пласта, составленной из породы кирмакинской свиты.

Опыты показали, что при вытеснении нефти раствором поверхностно-активного вещества коэффициент вытеснения по сравнению с щелочной водой практически не увеличивается из-за высокой адсорбируемости породы, что приводит к потере значительного количества этого ценного продукта (рис.4, кривые 1 и 2). Добавка к вытесняемой воде неионогенного ПАВ, не приводя к увеличению коэффициента вытеснения нефти водой в процессе воздействия на модель пласта постоянным электрическим полем, дает возрастание величины адсорбции. Для получения высокого коэффициента вытеснения по сравнению только с электрическим полем необходима закачка больших объемов пор раствора или же использование его в высокой концентрации. Использование растворов с высокой концентрацией ПАВ приводит к мицеллообразованию, что сильно снижает проницаемость пористой среды. Закачка большого объема раствора (до 10 объемов пор и выше) увеличивает сроки вытеснения нефти водой.



**Рис. 4.** Зависимость коэффициент вытеснения (3,4) и концентрации аркопола (1,2) от объема раствора при отсутствии (1,3) и наличии (2,4) электрического поля

Таким образом, на основании совокупности проведенных экспериментов выявлено влияние внешнего электрического поля и рас-

творов поверхностно-активных веществ на межфазное натяжение, адсорбцию, десорбцию и на коэффициент вытеснения нефти водой.

## Выводы

Выявлено, что течение постоянного и переменного тока через растворы различного типа ПАВ практически не влияет на величину их межфазного натяжения на границе с неполярной углеводородной жидкостью.

Течение постоянного и переменного тока через пористую среду, содержащую глины и карбонаты, не влияет на величину динамической адсорбции неионогенных ПАВ, а приводит к уменьшению их десорбируемости с поверхности породы.

Поле постоянного тока вызывает прирост значения водородного показателя водных электролитов и снижение их межфазного натяжения на границе с углеводородными жидкостями.

Наличие внешнего электрополя на модели пласта способствует взаимодействию между водными электролитами и кислородными соединениями нефти, в результате чего в значительной степени улучшаются физико-химические характеристики вытесняющей нефти воды.

Использование постоянного электрического тока с напряжением 100 В позволило значительно (до 23%) увеличить коэффициент вытеснения кирмакинской нефти пластовой щелочной водой.

Установлено, что совместное применение поля постоянного электрического тока и раствора неионогенного поверхностно-активного вещества практически не влияет на значение коэффициента вытеснения нефти по сравнению с минерализованной водой из-за высокой адсорбции его молекул на поверхности сильно-глинистой породы кирмакинской свиты.

## ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., КОНДРУШКИН, Ю.М., АЛИЯРОВ, Р.Ю., КРУТЫХ, Л.Г. 2007. Изучение и прогнозирование параметров сложных природных резервуаров нефти и газа Южно-Каспийской впадины. Нафта-Пресс. Баку. 217.
- АБАСОВ, М.Т., МУСАЕВ, Р.А., АСАДОВ, А.И., АЛЛАХВЕРДИЕВА, Р.Г. 2010. Экспериментальное исследование влияния состава пористой среды на

- некоторые электрофизические параметры пласта. *Известия НАНА. Науки о Земле*, 1, 71-76.
- ГАШИМОВ, А.Ф., МУСАЕВ, Р.А. 1999. Влияние характеристики смачиваемости пород на остаточную нефтенасыщенность и распределение остаточной нефти. В кн.: *Вопросы разработки и физико-химии нефтегазовых пластов*, Баку, 118-122.
- ГУБИН, В.Е., БОНДАРЕНКО, П.М. 1967. Некоторые электродинамические свойства мангышлакской нефти. *Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов*, 9, 10-14.
- МАРХАСИН, И.Л. 1977. Физико-механическая механика нефтяного пласта. Недра. Москва. 211.
- МУСАЕВ, Р.А., ХАЛИЛОВ, Э.Г., ТАИРОВ, Н.Д., АСАДОВ, А.И., АБУТАЛЫБОВА, Р.Н. 1970. Влияние температуры на адсорбцию и десорбцию ПАВ и нефтеводоотдачу пластов. В: *Труды Всесоюзного совещания по использованию ПАВ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности*, ИУ, Москва, Недра, 65-71.
- МУСАЕВ, Р.А., КЕРИМОВА, Ф.Г. 2001. Исследование влияния смачивающей способности вытесняющего агента на фазовую проницаемость и коэффициент вытеснения нефти водой. *Известия НАНА. Науки о Земле*, 2, 70-73.
- МУСАЕВ, Р.А., КЕРИМОВА, Ф.Г., ГАШИМОВ, А.Ф. 1998. Влияние смачиваемости породы на фазовую проницаемость. *Известия НАНА. Науки о Земле*, 2, 64-79.
- СИМКИН, Э.М. 1979. Роль электрокинетических явлений в процессах фильтрации. *Нефтяное Хозяйство*, 3, 53-56.
- СУРГУЧЕВ, М.Л. 1985. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Недра. Москва. 305.