

ВЛИЯНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ВОД НА ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТЕЙ

У.Ш.Мехтиев

*АзГосНИПИнефтегаз
AZ 1033, Баку, ул.Ага Нейматуллы, 39
E-mail: aznsetli@azdata.net*

В статье приводятся результаты исследований влияния жестких, щелочных вод и их смесей на вытеснение нефти из залежи и доказываемся, что более высокое значение коэффициента нефтеизвлечения достигается при применении щелочных вод. Добавлением углеродородного реагента и электролита "М" к используемой смешанной воде удалось повысить коэффициент нефтевытеснения до 0,8-0,9, что имеет важное значение при доработке месторождений нефти со значительными остаточными запасами.

Для повышения нефтеотдачи залежей в поздней стадии разработки со значительными остаточными извлекаемыми запасами на практике успешно применяются гидродинамические, физико-химические, термические и др. методы воздействия.

В процессе разработки нефтегазовых месторождений в результате естественных и искусственных причин в эксплуатируемых пластах происходят сложнейшие физико-химические процессы (Ахундов и др., 1976; Мехтиев и др., 1966; Султанов, Корхова, 1961; Колодий, 1969; Насиуев və b. 2004; Mehdiyev, Nasiyev, 2004). К естественным причинам относятся особенности геологического строения, тектонические нарушения, мощность и качество глинистых пропластков между коллекторскими горизонтами и свитами, масштабы распространения капиллярных сил, пластовое давление, температура и др.; к искусственным - перепады давлений, наличие скважин-проводников флюидов между горизонтами, закачка в пласт вод, применение различных методов воздействия на залежи и др.

При опробовании коллекторских горизонтов продуктивной толщи (ПТ) в процессе разведки и разработки нефтегазовых залежей почти во всех случаях были получены притоки пластовых вод. Воды ПТ представлены в основном сильноминерализованными хлоркальциевыми (ХК) и относительно слабоминерализованными гидрокарбонатно-натриевыми (ГКН) типами по В.А.Сулину. Для ПТ характерна инверсия гидрохимического раз-

реза. ХК воды в основном залегают в коллекторах верхней, а ГКН – нижней частей ПТ. Наблюдаются и "переходные" хлормagneвые (ХМ) и сульфатно-натриевые (СН) типы вод в средней части геологического разреза ПТ. Исследования ионно-солевого состава показывают, что эти типы вод могут образоваться и при смешивании ХК и ГКН вод вследствие естественных перетоков или заводнения (Ахундов и др., 1976; Колодий, 1969).

С целью установления закономерностей изменения химического состава вод при их смешивании были осуществлены серии лабораторных испытаний. До смешивания вод были определены их химический состав и свойства (плотность, рН и др.). Смешивание производили в различных соотношениях. В качестве исходных были использованы пластовые воды горизонтов V–VI и VIIа Гарадагского, "С" сураханской и подкирмакинской свит (ПК) Галинского, ИКС и VKC кирмакинской свиты (КС) Бузовна-Маштагинского месторождений и др. (Ахундов и др., 1976).

Результаты лабораторных экспериментов показали, что тип смешиваемых вод остается относительно устойчивым до соотношения ХК/ГКН вод, равного 85/15. По мере увеличения вод ХК типа в составе смеси происходит переход ГКН типа в хлормagneвый (ХМ), а затем в ХК. Если минерализация ХК типа вод в 3,4 раза больше таковой ГКН типа, то вышеуказанный процесс может иметь место при соотношении ХК/ГКН, равном 80/20. При смешивании щелочных ГКН и жестких

ХК типов вод вследствие реакции между ионами происходит выпадение осадков CaCO_3 и др. Так как соли NaCl , KCl составляют первичную соленость, а CaCO_3 , MgCO_3 – вторичную щелочность по Пальмеру, то, следовательно, смешивание отмеченных выше вод приводит к увеличению значений S_1 и A_2 .

С целью повышения нефтеотдачи и совершенствования заводнения нефтяных залежей проводились лабораторные исследования на линейной модели пласта. Исследования проводились с образцами пород и нефти кирмакинской свиты продуктивной толщи Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения Абшеронского полуострова.

Отбор образцов пород осуществлялся из одного места, что обеспечивало однородность и исключало влияние их физико-химического состава на результаты опытов.

Гранулометрический состав
испытуемой породы, %

Фракция, мм	Содержание, %
>0,25	7,9
0,25-0,1	17,4
0,1-0,01	50,2
<0,01	24,5

Пористость породы – 25%, проницаемость – $0,0765 \text{ мкм}^2$.

Физико-химические свойства испытуемой нефти: плотность при 20°C – 918 кг/м^3 ; кинематическая вязкость при 20°C – $135 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $25,8 \text{ мм}^2/\text{с}$; температура застывания нефти – 37°C ; коксуемость – 2,88%; кислотное число – 2,5 кон/г; содержание в нефти, %: смол – 14,0, асфальтенов – 0,80, парафина – 0,62, серы – 0,30, азота – 0,23.

Основными частями модели пласта являются: колонка прямоугольной формы длиной 1 м и сечением $0,004 \text{ м}^2$, термостат, кожух для подогрева модели пласта и т.д. Исследования проводились в следующей последовательности: после заполнения модели пласта песком определяли среднюю пористость и проницаемость, которые составляли соответственно 25% и $0,0765 \text{ мкм}^2$. Затем модель пласта заполняли нефтью, и вытеснение ее

осуществляли пластовыми водами различного типа и их смесями при водонасыщенности испытуемой модели залежи нефти от 0 до 80%, температуре $23-25^\circ\text{C}$, градиенте давления $0,01 \text{ МПа/м}$ и скорости нагнетания вытесняющего агента от 0,5 до 1,0 м/сут. Процесс повторяли до тех пор, пока в модели не устанавливалась необходимая водонасыщенность.

По результатам вытеснения неньютоновской нефти из пористой среды построены кривые (рис.1), из которых видно, что при 5-кратном отмыве пласта щелочным ГКН типом воды коэффициент нефтевытеснения составляет 0,58 (кривая 1), пресной водой – 0,52 (кривая 2) и пластовой водой ХК типа - всего 0,48 (кривая 3). Представляют интерес результаты вытеснения той же нефти из пласта смешанной водой.

По результатам исследований построены кривые (рис.2), которые показывают, что при вытеснении нефти смешанной водой в соотношении $\text{ХК/ГКН}=25/75$ коэффициент вытеснения нефти (η^*) имеет значение 0,56 (кривая 1), а при соотношении $\text{ХК/ГКН}=50/50$ и $\text{ХК/ГКН}=75/25$ – соответственно 0,53 и 0,50 (кривая 3). На рис.1 и 2 коэффициент вытеснения неньютоновской нефти из модели пласта не превышает 0,58.

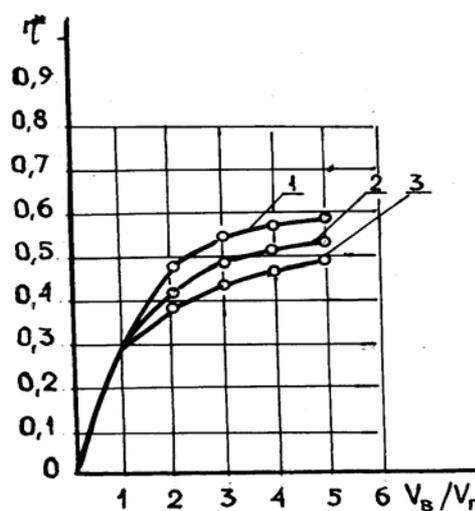


Рис. 1. Вытеснение неньютоновской нефти из пористой среды щелочной ГКН (1), пресной (2) и ХК водами (3)

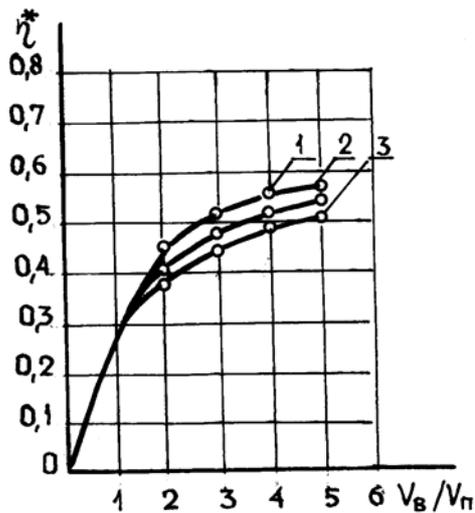


Рис. 2. Вытеснение неньютоновской нефти из пористой среды смешанными в различных соотношениях водами XK и ГКН типов:
1 - XK/ГКН=25/75; 2 - XK/ГКН=50/50;
3 - XK/ГКН=75/25

$V_{в}$ – объем воды, фильтрующейся через залежь (пласт);
 $V_{п}$ – объем порового пространства пласта

С целью повышения эффективности вытеснения нефти смешанными водами были испытаны углеводородные реагенты, а в качестве электролита был использован реагент «М». Добавлением вышеуказанных компонентов к водам в количестве 0,2-0,5% была создана система микроэмульсии с размером частиц 10^{-4} – 10^{-6} мм, названная системой смешанных вод (ССВ).

Вытеснение неньютоновской нефти из пласта осуществляли оторочкой ССВ, а в качестве перемещающего рабочего агента были использованы те же воды. В опытах объем оторочки ССВ колебался от 5 до 30% порового объема пласта, градиент же давления и скорость нагнетания оставались неизменными. Результаты исследований приведены на рис.3, где видно, что по сравнению с другими типами вод при прочих равных условиях применение оторочки ССВ позволяет повысить коэффициент вытеснения неньютоновской нефти на 30 с лишним процентов. Согласно кривым рис.3 наилучший коэффициент нефтевытеснения (0,9) из модели залежи достигается при объемах оторочки ССВ, составляющих 20-25% порового объема пласта, когда оторочка составлена из смешанных вод в соотношении XK/ГКН=25/75. Коэффициент нефтевытесне-

ния составляет 0,78 при соотношении XK/ГКН=75/25 и 0,84 при XK/ГКН=50/50.

Исследовалось также влияние водонасыщенности пласта на коэффициент вытеснения нефти из его пористой среды оторочкой ССВ. По результатам исследований построены кривые (рис.4), согласно которым по мере повышения водонасыщенности пласта коэффициент нефтевытеснения (η^*) снижается.

Так, например, при отсутствии воды в модели залежи коэффициент вытеснения нефти с оторочкой ССВ с соотношением XK/ГКН=75/25 составил 0,85, а с соотношениями XK/ГКН=50/50 и XK/ГКН=25/75 - 0,87 и 0,88 соответственно.

Представляет интерес тот факт, что при водонасыщенности пласта до 20% наблюдается незначительный рост, а при значении 50-80% - снижение коэффициента вытеснения нефти из пористой среды.

Следует отметить, что когда в составе оторочки превалирует пластовая щелочная вода, коэффициент вытеснения нефти достигает 0,78 -0,81, когда жесткая вода - 0,64. Результаты проведенных исследований показывают, что при обводненности нефтяных пластов в пределах 60-80% применение оторочки ССВ для повышения нефтеотдачи пласта нецелесообразно.

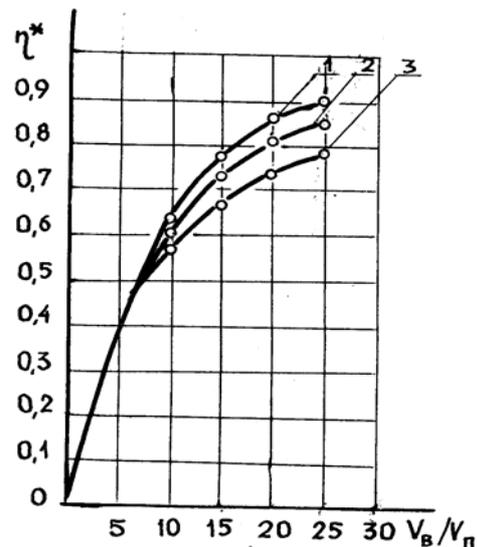


Рис. 3. Влияние микроэмульсии (ССВ) на основе смеси XK и ГКН типов вод на коэффициент вытеснения нефти из пористой среды (η^*) смешанными водами в соотношениях:
1 - XK/ГКН=25/75; 2 - XK/ГКН=50/50;
3 - XK/ГКН=75/25

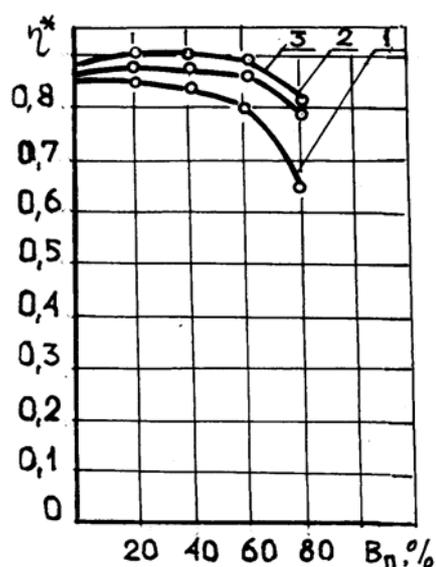


Рис. 4. Влияние водонасыщенности коллектора (V_n) на коэффициент вытеснения (η^*) оторочкой ССВ при соотношении смешанных вод: 1- ХК/ГКН=25/75; 2 -ХК/ГКН=50/50 и 3 -ХК/ГКН=75/25 соответственно

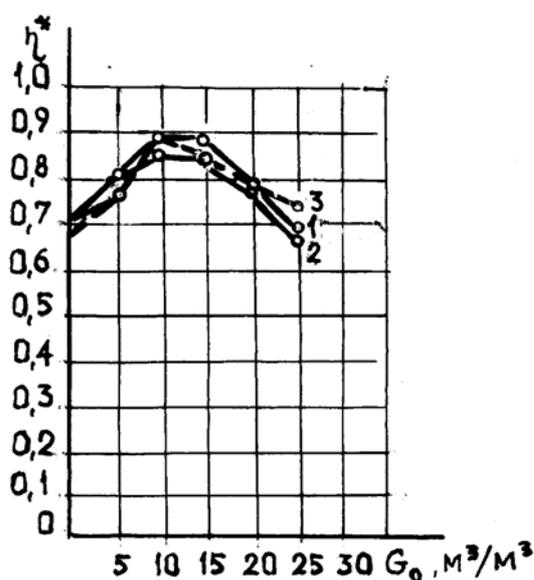


Рис.5. Влияние газонасыщенности оторочки (G_0) на коэффициент нефтewытеснения (η^*) при соотношении смешанных пластовых вод: 1 - ХК/ГКН=25/75; 2 - ХК/ГКН=50/50 и 3 - ХК/ГКН=75/25 соответственно

С целью изучения влияния газонасыщенности нефти на вытеснение её из пористой среды проводились лабораторные испытания. По результатам исследований построены кривые (рис.5), согласно которым газонасыщенность нефти оказывает положительное влияние при значениях до $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Дальнейшее увеличение газонасыщенности значительно снижает коэффициент нефтewытеснения вследствие коалесценции газа, способствующей его прорыву.

Выводы:

- Установлено, что добавление к смеси закачиваемых вод реагента "М" в углеводородном растворителе в количестве 0,2-0,5% позволяет увеличить нефтewытесняющую способность системы смешанных вод на 25-30%.
- Выявлено, что для вытеснения неньютоновской нефти наиболее приемлемый объем оторочки ССВ - 15-25% от порового объема пористой среды.

ЛИТЕРАТУРА

- АХУНДОВ, А.Р., МЕХТИЕВ, У.Ш., РАЧИНСКИЙ, М.З. 1976. Справочник по подземным водам нефтегазовых и газоконденсатных месторождений Азербайджана. Маариф, Баку, 327.
- КОЛОДИЙ В.В. 1969. Гидрогеология плиоценовых отложений Западно-Туркменской нефтегазоносной области. Недра, Москва.
- МЕХТИЕВ, Ш.Ф. и др. 1966. К вопросу о причинах гидрохимической инверсии в продуктивной толще Апшеронской нефтегазоносной области. Докл. АН Аз.ССР, т XXII, 9.
- СУЛТАНОВ, Б.Н., КОРХОВА, Е.Ф. 1961. Глубинные конденсационные воды и условия их образования. Доклады АН Аз.ССР, 12.
- НАСИҒЕВ, F.M. və b. 2004. Yevlax – Ağcabədi çökəkliyində üst Təbaşir və Eosen çöküntülərinin paleohidrogeoloji kriteriyalara görə neftqazlılıq perspektivliyi. Bakı, AzNQSDETLİ Elmi əsərləri, 3, 41-45.
- МЕНДИҒЕВ, Ү.Ғ., НАСИҒЕВ, F.M. 2004. Neft yataqlarının işlənməsinə nəzarət və onun tənzimlənməsində hidrokimyəvi tədqiqatların rolu. (Balaxanı-Sabunçu-Ramana yatağının təmsalında). Bakı, AzNQSDETLİ Elmi əsərləri, 2, 3-13.

Рецензент: д.т.н. Р.А.Мусаев