

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА ГЛИНЫ-НАНОЧАСТИЦЫ НА КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

¹Т.М. Мамедов, ²Г.Т. Махмудов, ¹А.Н. Гурбанов

¹ Институт «НИПИнефтегаз», Азербайджан, Аз.1012, г.Баку, Зардаби 88а, тел. (99412) 4307219, e-mail: direktor@sokar.az

² НГДУ Абшероннефть, Азербайджан, Аз.1024, г.Баку, остров Рипаллахи, тел. (99412) 4571141, 4572227

Наведено результати досліджень із вивчення фракційного складу, набрякання та втрати вологості глин родовищ «Digah», «Masazir», «Corat».

Вказано, що після введення до складу кромки мікропінорозчину у кількості 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025% від ваги кромки глин згаданих вище родовищ дає змогу підвищити коефіцієнт витіснення рідини з пористого середовища на 15-20%.

Обґрунтовано, що чим більшою у фракційному складі є частка мінералів розміром 0,005-0,001мм, тим вищим буде коефіцієнт витіснення рідини із пористого середовища. В дослідженнях використовувались три моделі сумішей нафти, пластової рідини та лужної води.

Вказується, що при вмісті в глині понад 50% фракції розміром 0,001мм коефіцієнт витіснення рідини із пористого середовища підвищується на 23-25%, тобто до 0,96.

Також вказується, що за подібних умов коефіцієнт витіснення із пористого середовища рідини, розробленої на основі пластової жорсткої води, на 10-15% вищий, ніж при витісненні суміші рідиною, приготованою з пластової лужної води.

Ключові слова: глина, фракційний склад, наночастинки, коефіцієнт газорідинної суміші, модель

Приведены результаты исследований по изучению фракционного состава, набухаемости и потери влажности глин месторождений «Digah», «Masazir», «Corat».

В статье указано, что при введении в состав кромки, состоящей из микропеноразтвор в количестве 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025% от веса оторочки глин вышеперечисленных месторождений можно повысить коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды на 15-20%.

Обосновано, что чем больше во фракционном составе минералов размером 0,005-0,001мм, тем выше коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды. В исследованиях используются три модели смеси нефти и пластовой жесткой и щелочной воды.

В статье отмечается, что при содержании в глине более 50% фракции размером 0,001мм коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды повышается на 23-25%, доведя его до 0,96.

Также отмечено, что при прочих равных условиях коэффициент вытеснения из пористой среды жидкости, разработанной на основе пластовой жесткой воды, на 10-15% выше, чем при вытеснении смеси жидкостью, приготовленной на пластовой щелочной воде.

Ключевые слова: глина, фракционный состав, наночастицы, коэффициент газожидкостной смеси, модель

Results of researches on studying of fractional structure, and humidity losses of clay deposits «Digah», «Masazir», «Corat» are resulted.

In article it is specified that at introduction in structure, consisting from in number of 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 and 0,025 % from weight of the deposits set forth above possibility to raise factor of replacement of a liquid from the porous environment on 15-20 % is presented.

It is proved that the more in fractional structure of minerals in the size 0,005-0,001mm, the above factor of replacement of a liquid from the porous environment. In researches three models of a mix of oil and rigid and alkaline water are used.

In article it is noticed that when in clay contain more than 50 % of fraction in the size 0,001mm, the factor of replacement of a liquid from the porous environment raises on 23-25 %, having finished it to 0,96.

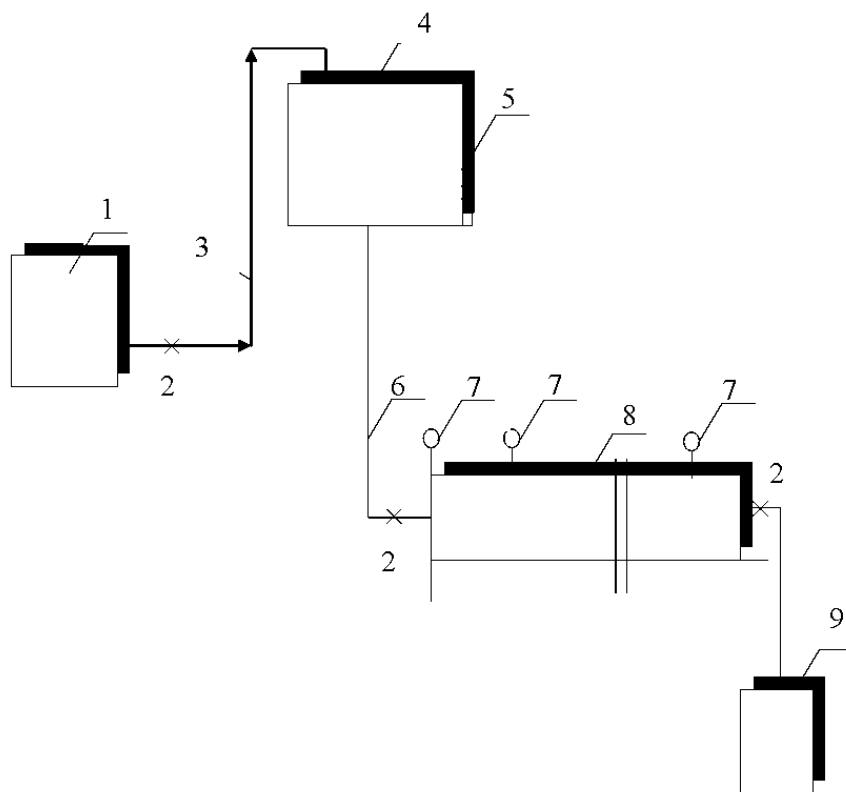
Also it is noticed that with other things being equal the factor of replacement of a liquid from the porous environment developed on a basis of hard water on 10-15 % exceeds, than at replacement of a mix of the liquid prepared by alkaline water.

Keywords: clay, fractional structure, nanocorpuscle, coefficient of gas-liquid mixture, model

За последние годы во многих отраслях народного хозяйства, в том числе и в нефтяной промышленности, заметно возросло применение нанотехнологии [1-5].

В нефтяной промышленности наносистемы применяются при воздействии на нефтяную залежь с целью повышения нефтеотдачи пла-

ста, при воздействии на призабойную зону пласта – в методах интенсификации добычи нефти, при регулировании реофизических свойств лифтируемых газожидкостных систем (ГЖС) с целью повышения производительности скважин, при борьбе с осложнениями в нефтедобыче и т.д. [5,6,7].



1 – компрессор КВБ-50-10; 2 – вентиль; 3 – линия нагнетания воздуха; 4 – бак для испытуемой жидкости; 5 – замерная шкала; 6 – линия для закачки жидкости в модель пласта; 7 – образцовые манометры; 8 – модель пласта; 9 – емкость для замера расхода жидкости

Рисунок 1 – Схема установки для вытеснения нефти из пористой среды

Таблица 1 – Результаты определения фракционного состава минералов и их содержание

Месторождение глин	Фракционный состав минералов, мм и их содержание, %					
	>0,25	0,25-0,05	0,05-0,01	0,01-0,005	0,005-0,001	<0,001
«Digah»	1,00	1,43	1,05	2,1	42,43	51,99
«Masazır»	0,30	1,6	1,20	2,02	41,82	53,06
«Corat»	23,8	27,3	45,4	2,1	1,4	нет

По мнению многочисленных исследователей, к объектам исследований в области нанонауки относятся аэрозоли, мицеллярные коллоидные растворы, глины и т.д. [1-6].

Выявлено, что у воды, применяемой с целью воздействия на нефтяную залежь, на наноуровне имеется память [2].

Авторами работы [6] выявлено, что при смешивании пластовой щелочной воды ($pH > 8$) с глиной, содержащей порошок алюминия со средним поверхностным размером 120 нм, повышается давление с выделением большого количества газа.

Известно, что, начиная с конца 70-х годов прошлого века, на нефтепромыслах Азербайджана в промышленном масштабе осуществляется вытеснение нефти из пластов с применением систем, разработанных на углеводородной основе – микропенораствором [7, 8].

Отметим, что за счет применения выше-названных систем дополнительно добыто более 630 тыс. тонн нефти.

С целью изучения влияния фракционного состава наночастицы-глины месторождения «Digah», «Masazır» и «Corat» на эффективность вытеснения нефти (жидкости) из пористой среды микропенораствором проводились лабораторные исследования на модели пласта (рис.1).

До проведения лабораторных исследований определяли некоторые физико-химические свойства глин указанных месторождений, микроагрегатный состав, потери влаги, набухаемость их в пластовой жесткой и щелочной воде.

Результаты определения фракционного состава минералов и содержание их приведены в таблице 1.

Из таблицы видно, что глины месторождения «Digah» и «Masazır» содержат минералы с размером фракции 0,005-0,001 мм соответственно 51,99% и 53,06%, а глины месторождения «Corat» в основном содержат фракции размером более 0,25 мм – 23,8%, фракции размером 0,25-0,05 мм – 27,3%, фракции размером

0,05-0,01мм – 45,4%. Во фракціонном составе глины месторождения «Corat» размером 0,01-0,005мм содержится 2,1%, фракции размером 0,005-0,001мм – всего 1,4%, а фракция размером менее 0,001мм вообще отсутствует.

Была исследована набухаемость глин указанных выше месторождений в пластовой жесткой и щелочной воде.

В пластовой жесткой воде содержатся, в %: Cl – 190,4; HCO₃ – 3,9; RCOO – 0,1; SO₄ – 0; Ca – 16,8; Mg – 11,2; Na+K – 196,2мг/экв.

Концентрации йода и брома соответственно 22 и 430 мг/л; соленость воды – 12,4⁰Be.

В пластовой щелочной воде содержатся, в %: Cl – 169,7; N a+K – 778; Ca – 13,2; Mg – 24,1; SO₄ – 3,3; HCO₃+CO₃ – 28,4; RCOO – 9,3; мг/экв; соленость воды – 1,6⁰Be; pH – 8,4.

В таблице 2 приведены максимальная набухаемость глин в пластовой жесткой и щелочной воде.

Таблица 2 – Максимальная набухаемость глин в пластовой жесткой и щелочной воде

Месторождение глин	Максимальная набухаемость глин в пластовой воде, % в объеме	
	в жесткой	в щелочной
«Digah»	230	260
«Masazır»	360	540
«Corat»	185	205

Из таблицы 2 видно, что наибольшее набухание наблюдается у глин месторождения «Masazır» в пластовой щелочной воде – в 5,4 раза, а в пластовой жесткой воде – в 3,6 раза. При прочих равных условиях набухаемость глин в пластовой щелочной воде больше, чем в жесткой – это объясняется различием содержания минеральных солей.

На установке – модели пласта исследовали влияние концентрации наночастицы, разработанные на основе глин указанных месторождений, содержащиеся в кромке микропенораствора на коэффициент вытеснения нефти и пористой среды.

Модель пласта длиной 10м и диаметром 0,1м, заполненная кварцевым песком частиц 0,2-0,4х10⁻⁴м, имела коэффициент пористости 0,25 и проницаемость 0,1мкм². Опыты проводили при температуре 29-30⁰С и градиенте давления 0,25МПа/м.

Вытеснение испытываемой жидкости из пористой среды осуществляли кромкой микропенораствора в объеме 10% порового объема пласта при скорости 0,5м/сут. Микропенораствор состоит из 20% растворителя композиции, 2,5% ПАВ и 78,5% воды.

В состав композиции входят: 45% пароконденсата, 35% пиролизной смолы и 20% отработанного керосина. Степень аэрации микропенораствора колеблется от 10 до 40. Вязкость микропенораствора составляет 14,6 мПа·с; коэффициент консистенции (к) – 0,1 мПа·с; показатель неньютоновского поведения (п) – 0,98.

Микропенораствор обладает способностью значительно снижать межфазное натяжение на границе раздела, растворять отложившиеся на поверхности породы парафино-смолистые вещества, снижать реологические свойства различных систем.

Оригинальность микропенораствора заключается в том, что он в процессе перемещения в пористой среде увеличивает свой объем вследствие непрерывного обогащения вспенивающим веществом; снижается плотность кромки, благодаря чему наблюдается ее подъем к верхней части пласта, т.е. к кровельной части пласта.

Вытеснению подвергалась смесь жидкости, состоящая из 50% нефти +50% воды (модель 1); 30% нефти +70% воды (модель 2); 15% нефти +85% воды (модель 3), что характерно для большинства разрабатываемых месторождений. В опытах в качестве нефтяной фазы испытывалась ньютоновская нефть с плотностью 856кг/м³, структурной вязкостью η – 2,1 мПа·с и предельным напряжением сдвига $\tau=0$.

Исследования проводились в следующей последовательности: определяли коэффициент вытеснения всех трех моделей смеси нефти и воды кромкой микропенораствора. Затем, добавляя к кромке микропенораствора наночастицы глин месторождений «Digah», «Masazır» и «Corat» (в отдельности) в количестве 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025% веса кромки, вновь устанавливали коэффициент вытеснения смеси нефти и воды. Результаты проведенных исследований приведены в таблице 3.

Из таблицы 3 видно, что при вытеснении жидкости, состоящей из 50% нефти +50% пластовой жесткой воды кромкой микропенораствора (модель 1) конечный коэффициент вытеснения составляет 0,78; при вытеснении жидкости модели 2 коэффициент вытеснения снижается и составляет 0,73; а при вытеснении жидкости модели 3 из пористой среды коэффициент вытеснения снижается и составляет 0,69. Это объясняется уменьшением нефтяной фазы в смеси жидкости. Добавление в смесь жидкости модели 1 глин месторождения «Digah» в количестве 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025% коэффициент вытеснения повышается и соответственно составляет 0,78; 0,81; 0,85; 0,92 и 0,93, т.е. добавка в смесь жидкости модели 1 наночастицы-глины месторождения «Digah» в количестве 0,025% от веса кромки способствует повышению коэффициента вытеснения жидкости из модели пласта на 15%.

Когда в жидкости модели 2 содержится глины месторождения «Digah» в указанной концентрации (0,025%), коэффициент вытеснения жидкости из модели пласта повышается от 0,73 до 0,87, т.е. на 14%, а когда (указанное количество наночастицы 0,025%) – глины месторождения «Digah» содержится в смеси жидкости модели 3 коэффициент вытеснения повышается от 0,69 до 0,77, т.е. на 8%.

Из таблицы также видно, что введение в состав кромки микропенораствора 0,005 и 0,010% наносостава-глины месторождения

Таблица 3 – Результаты проведенных исследований

Место- рождение глин	Объем кромки микропено- раствора %, от порового объема пласта	Концентрация глины в микро- пенорастворе, %	Конечный коэффициент вытеснения модели жидкости, состоящей из пластовой жесткой воды и ньютоновской нефти из пористой среды пласта		
			M ₁	M ₂	M ₃
«Digah»	10	0,00	0,78	0,73	0,69
		0,005	0,78	0,76	0,69
		0,010	0,81	0,78	0,71
		0,015	0,85	0,82	0,73
		0,020	0,92	0,86	0,76
		0,025	0,93	0,87	0,77
«Masazır»	10	0,005	0,80	0,79	0,72
		0,010	0,86	0,84	0,75
		0,015	0,91	0,89	0,78
		0,020	0,95	0,92	0,83
		0,025	0,96	0,93	0,84
«Corat»	10	0,005	0,78	0,73	0,69
		0,010	0,78	0,73	0,69
		0,015	0,80	0,75	0,71
		0,020	0,82	0,77	0,72
		0,025	0,83	0,78	0,73

«Digah» коэффициент вытеснения жидкости из модели 1 соответственно составляет 0,78 и 0,81, т.е. рост незначительный. Однако, дальнейшее увеличение концентрации глины до 0,015 и 0,020% коэффициент вытеснения жидкости модели 1 из пористой среды повышается до 0,85 и 0,92; но увеличение концентрации глины до 0,025% не приводит к заметному росту коэффициента вытеснения. То же самое можно отнести и к смесям моделей 2 и 3. В отличие от глин месторождения «Digah» при введении в состав кромки микропенораствора 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025% наносостава глины месторождения «Masazır» коэффициент вытеснения жидкости модели 1 повышается с 0,78 до 0,80; 0,86; 0,91; 0,95 и 0,96, т.е. в целом на 18%. Коэффициент вытеснения жидкости модели- 2 также повышается при одинаковых расходах наносистемы-глины месторождения «Masazır» соответственно от 0,79 до 0,93, т.е. на 14%, а при вытеснении смеси жидкости модели 3 – от 0,72 до 0,84, т.е. на 12%.

Таким образом, при введении в объем кромки микропенораствора наночастиц – глин месторождения «Masazır» в количестве 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025%, коэффициент вытеснения жидкости моделей 1, 2 и 3 повышается соответственно на 3; 6 и 7%, т.е. больше, чем при использовании глин месторождения «Digah».

При введении в состав смеси жидкости модели 2 наночастиц в количестве 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025%, коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды составит соответственно 0,84; 0,89; 0,92; 0,93, что в целом на 6% больше, чем при использовании наночастиц-глин месторождения «Digah».

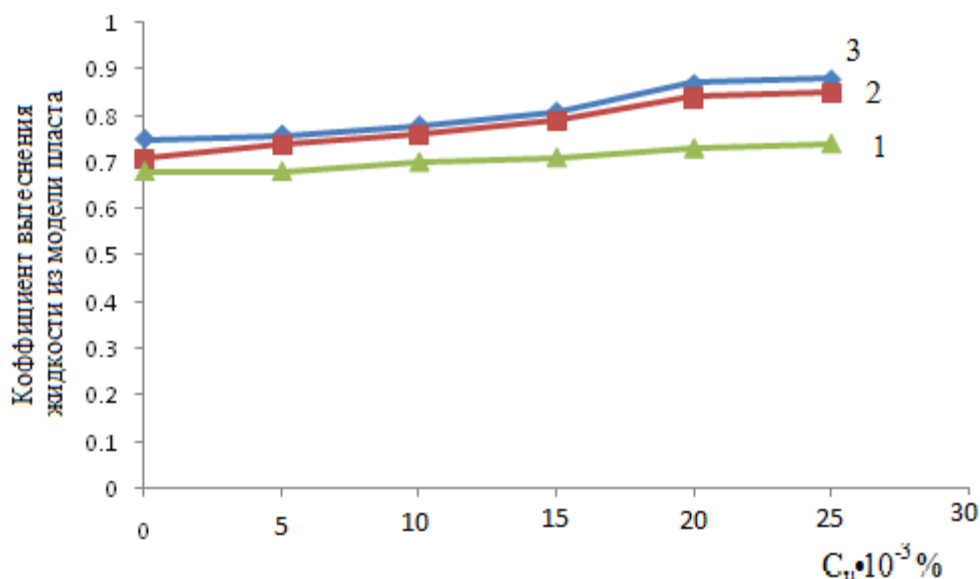
При введении в состав жидкости модели 3 наночастиц-глины месторождения «Digah» в количестве 0,025% коэффициент вытеснения жидкости составит 0,77, т.е. увеличится на 8%, а при введении в состав жидкости модели 3 наночастиц-глины месторождения «Masazır» коэффициент вытеснения жидкости будет равен 0,84, т.е. на 15% увеличится, а это почти в два раза больше по сравнению с наночастицами-глинами месторождения «Digah».

Таким образом, при содержании в жидкостях модели 1, 2 и 3 наночастиц-глин месторождения «Masazır» в количестве 0,025%, коэффициент вытеснения жидкости повышается соответственно на 18, 20 и 15%, т.е. на 3; 6; 7% больше, чем при использовании наночастиц-глин месторождения «Digah».

Данные таблицы 3 свидетельствуют о том, что при прочих равных условиях наихудшие результаты получены при использовании наночастиц-глин месторождения «Corat». Например, при введении в объем кромки микропенораствора 0,025% наночастиц-глин месторождения «Corat», нефтеотдача пласта для жидкостей моделей 1, 2 и 3 повышается соответственно на 5; 5 и 4%, т.е. значительно меньше глин месторождения «Digah» и «Masazır».

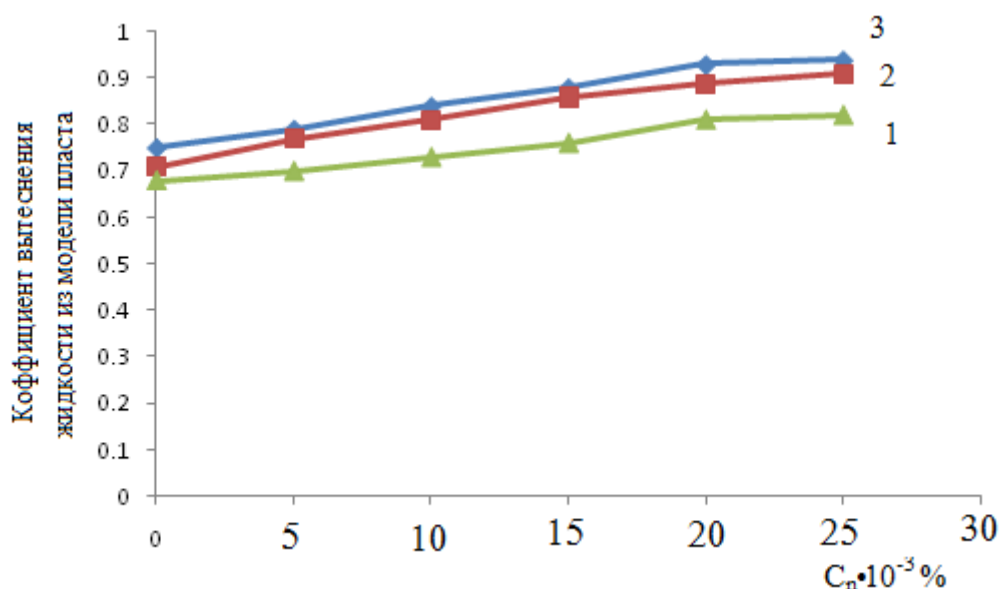
Было исследовано влияние концентрации глины с различными фракциями в кромке микропенораствора на коэффициент вытеснения смеси моделей 1; 2; 3, разработанных на основе пластовой щелочной воды. По результатам исследований построены кривые (рис. 2-4).

Из данных кривых видно, что когда вытесненная из модели пласта жидкость состоит из смеси ньютоновской нефти и пластовой щелочной воды, коэффициент вытеснения жидко-



1;2 и 3 – коэффициенты вытеснения жидкости из пористой среды моделей 1, 2 и 3 соответственно

Рисунок 2 – Влияние концентрации наночастицы-глины месторождения «Digah» ($C_n \cdot 10^{-3} \%$) на коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды



1;2 и 3 – коэффициенты вытеснения жидкости из пористой среды моделей 1, 2 и 3 соответственно

Рисунок 3 – Влияние концентрации наночастицы-глины месторождения «Masazır» ($C_n \cdot 10^{-3} \%$) на коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды

сти по сравнению с жесткой водой уменьшаются на 10-12%.

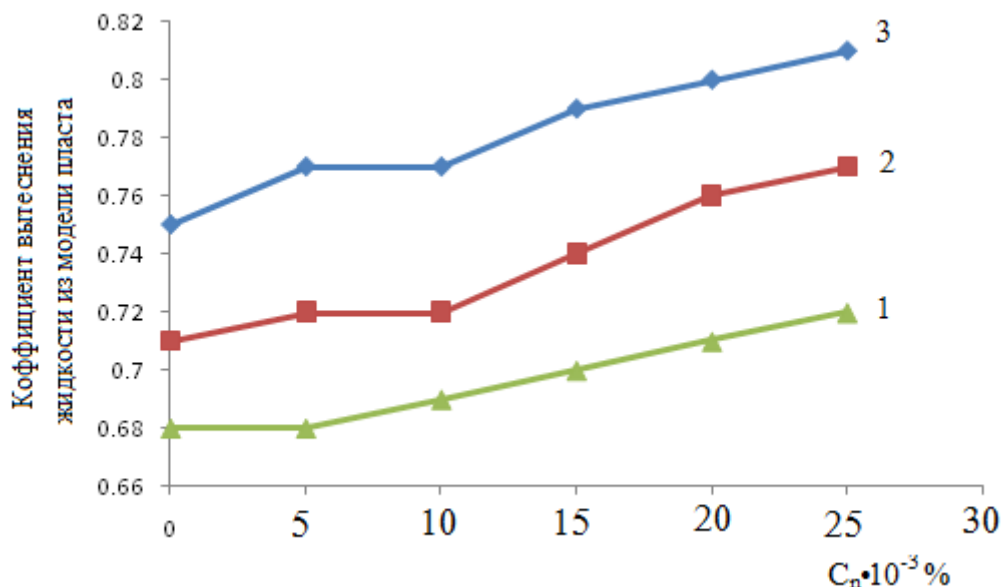
ВЫВОДЫ

При содержании в глине фракции 0,005-0,001мм в количестве более 50%, коэффициент вытеснения жидкости из модели пласта повышается на 15-20%.

Коэффициент вытеснения жидкости из пласта повышается на 23-25% при содержании в глине фракции размером менее 0,001мм и более 50%.

В случае, если в глине содержание фракции с размером до 0,05 мм превышает 70%, рост коэффициента вытеснения жидкости из модели пласта не составит 3–4%.

При прочих равных условиях, когда вытесняемая из модели пласта жидкость состоит из нефти и пластовой жесткой воды, коэффициент вытеснения на 10-12% превышает смесь жидкости, разработанной на основе щелочной воды.



1; 2 і 3 – коефіцієнти витіснення рідини з пористої середовища моделей 1, 2 і 3 відповідно

Рисунок 4 – Вплив концентрації наночастиць глини місцевості «Corat» ($C_n \cdot 10^{-3} \%$) на коефіцієнт витіснення рідини з пористої середовища

Література

1 Вогатиков О.А. Неорганічні наночастиці в природі / О.А. Вогатиков // Вестник РАН. – 2003. – Т. 73. – № 5. – С. 426-428.

2 Маврина Т.В. Наука уходить в наномір. Обсуждение в президиуме РАН / Т.В. Маврина // Вестник РАН. – 2002. – Т. 72. – № 10. – С. 905-909.

3 Мелихов И.В. Физико-химия наносистем: успехи и проблемы / И.В. Мелихов // Вестник РАН. – 2002. – Т. 72. – № 10. – С. 900-904.

4 Хавкин А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти / А.Я.Хавкин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С.58-60.

5 Хавкин А.Я. Геолого-физические факторы эффективной разработки месторождений углеводородов / А.Я.Хавкин. – М.: ИПНГ РАН, 2005. – 312 с.

6 Мирзаджанзаде А.Х. О разработке нанотехнологии в добыче нефти / А.Х.Мирзаджанзаде, А.М.Магерамов, Ф.Б. Нагиев // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2005. – № 10. – С.51-65.

7 Мамедов Т.М. Добыча нефти с применением углеводородных растворителей / Т.М. Мамедов. – М.: Недра, 1984. – 152 с.

8 Багиров М.К. Повышение нефтеотдачи пласта с применением микроданных систем / М.К. Багиров, Т.М. Мамедов. – Баку: из-во БТУ, 2001. – 279 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
05.09.11

Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.