

## **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

***Салихова Озода Абдуллаевна***

*Кандидат технических наук, доцент Ташкентского химико-технологического института*

***Э-маиль: [ozodaxon.salihova@gmail.com](mailto:ozodaxon.salihova@gmail.com)***

***Жалилов Абдухалил***

*Кандидат технических наук, доцент Ташкентского химико-технологического института*

***Э-маиль: [anartit1947\(a\)meil.ru](mailto:anartit1947(a)meil.ru)***

***Халматова Наргиза Гиясовна***

*доцент Ташкентского Государственного технического университета имени Ислама Каримова*

***Аннотация.*** В последние десятилетия доля нефти и газа в топливно-энергетическом балансе составляет три четверти потребляемой энергии — он по существу является нефтегазовым. Предприятия топливно-энергетического комплекса производят в настоящее время более 40 % промышленной продукции страны, формируют около 55 % доходов федерального бюджета и дают около 65 % всех валютных поступлений, что определяет приоритетное значение нефтяной и газовой промышленности во всей экономике.

Основным методом разработки нефтяных месторождений является заводнение, с его использованием добывается около 95 % нефти. В настоящее время большинство крупных месторождений вступило в позднюю стадию разработки, текущая обводнённость продукции — доля воды в добываемой жидкости превышает 80 %. Вновь вводимые месторождения характеризуются низкой проницаемостью, повышенной вязкостью нефти и сложным геологическим строением, т. е. их запасы относятся к категории

трудноизвлекаемых.

Композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи; в ходе развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи отчётливо прослеживается тенденция наделять нефтевытесняющий флюид элементами саморегулирования, позволяющими ему длительное время сохранять свои функции в пласте. Эти представления были положены в основу разработки физико-химических принципов подбора композиций ПАВ с учётом термодинамических и кинетических параметров системы нефть—порода — водная фаза, влияющих на вытеснение нефти из пористой среды. Предложено использовать щелочные буферные системы с максимумом буферной ёмкости в интервале 9,0-10,5 ед. рН для обеспечения отрицательной обратной связи в нефтевытесняющих композициях ИХН, позволяющей им сохранять, саморегулировать комплекс коллоидно-химических свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения.

Выбор щелочных буферных систем обусловлен важной ролью физико-химических процессов с участием гидроксил-ионов в механизме вытеснения нефти из капиллярно-пористой среды пласта водными растворами ПАВ. К числу таких взаимодействий относятся реакции нейтрализации кислотных групп, омыление сложноэфирных связей, депротонирование донорных гетероатомов гетероатомных соединений нефти, ассоциация гидроксил-ионов с ароматическими фрагментами молекул нефтяных компонентов, влияние на структуру воды и, тем самым, на гидрофобное связывание, на конформационную подвижность гидрофобных частей ПАВ. В результате этих взаимодействий снижаются межфазное натяжение и межфазная вязкость на границе нефть—вода, увеличивается смачиваемость водой породы коллектора и уменьшаются потери ПАВ вследствие адсорбции на породе.

Систематические исследования влияния рН и ионной силы водных растворов электролитов на межфазное натяжение нефтей и их фракций позволили разработать электрокапиллярную модель межфазного слоя, согласно которой он обладает свойствами ионообменной мембраны, представляющей собой амфотерный адсорбционный слой естественных ПАВ

нефти. Модель объясняет экстремальный характер зависимости межфазного натяжения нефтей от рН водной фазы существованием двойного электрического слоя (ДЭС), возникающего в результате ионизации ионогенных групп естественных ПАВ нефти — гетероатомных соединений, входящих в состав смол и асфальтенов. Модель позволяет связать компонентный состав нефти с физикохимическими параметрами межфазного слоя, определяющими механизм вытеснения нефти водными растворами: межфазным натяжением, адсорбцией природных ПАВ нефти, составом и концентрацией электролитов водной фазы. Зависимость межфазного натяжения нефти  $\sigma$  от рН водной фазы выражается уравнением

$$\sigma = \sigma_0 - B \cdot \Delta \varphi - \lg(a_{H^+} + KI) - pH,]^2 + cd^4[- \lg(a_{H^+} + KI) - pH,]^4 \\ 2,303GoDT \lg(1 + KaI),$$

где рН, — изоионная точка межфазного слоя (рН максимума кривой  $\sigma$  — рН);  $\sigma_0$ , — межфазное натяжение в изоионной точке;  $B$  — интегральная ёмкость ДЭС;  $c$  — параметр, характеризующий зависимость интегральной ёмкости ДЭС от его потенциала;  $a_{H^+}$  — активность ионов водорода водной фазы;  $K$  — константа ионообменного равновесия для межфазной мембраны;  $I$  — ионная сила водной фазы;  $K_a$  — константа адсорбции ионов электролита в межфазном слое;  $Go$  — предельная адсорбция ионов электролита в межфазном слое;  $R$  — универсальная газовая постоянная;  $T$  — температура;  $ft = 2,303RT/F$ ;  $F$  — число Фарадея.

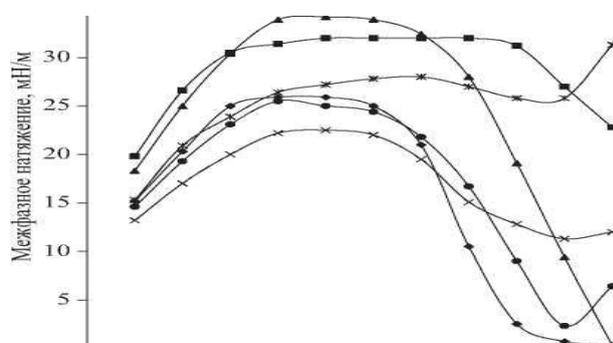


Рис. 1. Зависимость межфазного натяжения нефти пласта АВі и ПК1.2 месторождений от рН водной фазы различного состава: 1-3 — 0,1М

*HCl, NaOH; 4-6 — 0,1M, HNO<sub>3</sub>, NH<sub>3</sub>.*

В качестве примера на рис.1 приведены расчётная и экспериментальная зависимости межфазного натяжения от рН для нефти месторождения пласта АВ1\_2 на границе с водным раствором электролита с постоянной ионной силой. Расчёты проведены при следующих значениях параметров уравнения:

$$\begin{aligned} \sigma_i &= 24 \text{ мН/м}; \Gamma_0 = 2,2 \cdot 10^{-6} \text{ моль/м}^2; K_a = 1,6 \text{ кг/моль}; I = 0,1 \text{ моль/кг}; \\ K &= 10^{-10} \text{ кг/моль}; b = 0,32 \text{ Ф/м}^2; c = 1,6 \text{ Ф/(м}^2\text{-В}^2\text{)}. \end{aligned}$$

На основании исследования термодинамических и кинетических факторов в системе нефть—порода—вода—ПАВ были предложены эффективные композиции на основе ПАВ и щелочных буферных системы для применения на месторождениях.

Несмотря на большое число веществ, способных образовывать буферные растворы, для требуемого интервала рН от 9 до 10,5 реально пригодны лишь некоторые органические и четыре неорганические буферные системы: фосфатная (триполифосфатная), силикатная, аммиачная и боратная. Триполифосфатная система может применяться для повышения нефтеотдачи в пластах с высокой проницаемостью и низкой пластовой температурой.

Чтобы композиции неионогенных ПАВ с щелочным реагентом могли использоваться при высоких пластовых температурах, они должны содержать анионактивные ПАВ, повышающие температуру помутнения неионогенного ПАВ. Помимо этого, для усиления нефтеотмывающей способности и улучшения совместимости с минерализованными пластовыми и закачиваемыми водами желаттельно вводить в состав композиций низкомолекулярные органические вещества, совмещающие функции неколлоидного ПАВ и ингибитора образования осадков гидроксидов и солей жёсткости кальция и магния. Исходя из перечисленных требований, в лабораторных условиях разработан и испытан ряд композиций на основе ионогенных и неионогенных ПАВ .

## ЛИТЕРАТУРА

1. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Увеличение эффективности паротеплового воздействия на залежи высоковязких нефтей физико-химическими методами // 2010. № 3. С. 38-41.

2. Altunina L. K., Kuvshinov V. A. Thermotropic inorganic gels for enhanced oil recovery // Oil & Gas J. Russia. 2008. N 5(18). P. 64-72.

3. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Комплексные физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи на месторождениях, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием // Технологии ТЭК. 2018. № 6 (19). С. 44-50.

4. Shamadinova N. E. , Salixova O.A. Investigation of anionic polymerization of acrylamide monomers// Novateur publications journalnх- a multidisciplinary peer reviewed journal. Volume 9, issue 5, Page No 35-39 . May -2023. Impact Factor 8.075. India.

5. Salixova O.A., Sidikova G.A Modification of organic reagents by the formation of ionic associates with surface-active substance galaxy international interdisciplinary research journal. Vol. 11, Issue 04, April -2023. Page No 898-902. Impact Factor 7.718. India.