

О НАГНЕТАНИИ В ПЛАСТЫ АГЕНТОВ, СПОСОБНЫХ ДИСПЕРГИРОВАТЬ НЕФТЬ

Н. А. ТОКАРЕВА, О. Э. ЦЫНКОВА

(Москва)

В настоящее время широко исследуются методы заводнения нефтяных пластов с использованием водных растворов агентов, существенно снижающих межфазное натяжение на границе между нефтью и водой. Это различные сильные водорастворимые поверхностно-активные вещества, некоторые композиции, составленные на основе таких веществ, а также щелочи [1,2], которые, взаимодействуя с органическими кислотами нефти, образуют поверхностно-активные вещества, адсорбирующиеся на границах раздела фаз и в ряде случаев снижающие межфазное натяжение до исчезающе малых величин.

При значениях σ порядка 0,01 дн/см появляются условия для образования устойчивых мелкодисперсных эмульсий [3,4] типа «нефть в воде» (иногда «вода в нефти»). Нефть, остающаяся неподвижной при вытеснении ее обычной водой, диспергируется в растворе агента и перемещается уже в виде дисперсной фазы эмульсии. Количество нефти в дисперсной форме в значительной мере определяет прирост нефтеотдачи по сравнению со случаем обычного заводнения.

Устойчивую мелкодисперсную эмульсию при условии небольшой разницы плотностей дисперсионной среды (раствор агента) и дисперсной фазы (нефть) можно считать гидродинамически однородной жидкостью. Вязкость эмульсии всегда превышает вязкость дисперсионной среды и повышается с увеличением концентрации дисперсной фазы [3,4].

1. Математическое моделирование процессов вытеснения нефти диспергирующими ее агентами естественно проводить на базе уравнений трехфазной фильтрации, выделяя эмульсию в самостоятельную фазу. Предполагается, что эмульсия формируется из агента, нефти и воды в процессе фильтрации, причем пропорции составляющих ее компонент постоянны. Процесс формирования эмульсии принимается равновесным и необратимым.

Нефть (нефтяная фаза жидкости) состоит из активной (подверженной эмульгированию) и пассивной компонент, водная фаза включает воду и агент, эмульсионная фаза на компоненты не делится. Таким образом, речь будет идти о пятикомпонентном трехфазном движении жидкости в пористой среде.

При этом предполагается отсутствие взаимодействия между скелетом пористого пространства и жидкостью, фазовые переходы принимаются мгновенными, капиллярные и гравитационные силы не учитываются, диффузионно-сорбционные процессы из рассмотрения исключаются.

Следует отметить, что сорбция поверхностно-активного вещества на породе пласта (или улавливание частиц образующейся третьей фазы породой), а также отчасти и диффузия ПАВ могут играть существенную роль в рассматриваемом движении, снижая эффективность процесса вытеснения нефти.

Сорбционные характеристики можно ввести в рассматриваемую модель подобно тому, как это делается в случае двухфазных течений. Здесь адсорбция не учитывается в связи со следующими соображениями. Качественная сторона ее влияния на процесс понятна, а надежных количественных данных о величине и степени обратимости сорбции нет. В то же время включение дополнительного фактора в трехфазную математическую модель сделает эту модель громоздкой, менее обозримой. На данной стадии изученности рассматриваемого процесса это вряд ли целесообразно.

Система уравнений – модель рассматриваемого процесса для линейного однородного пласта – может быть записана в виде

$$(1.1) \quad \begin{aligned} m \frac{\partial C_1 S_1}{\partial t} + \frac{\partial C_1 u_1}{\partial x} &= - \frac{\partial Q_{10}}{\partial t}, & m \frac{\partial S_1}{\partial t} + \frac{\partial u_1}{\partial x} &= - \frac{\partial Q_1}{\partial t} \\ m \frac{\partial C_2 S_2}{\partial t} + \frac{\partial C_2 u_2}{\partial x} &= - \frac{\partial Q_2}{\partial t}, & m \frac{\partial S_2}{\partial t} + \frac{\partial u_2}{\partial x} &= - \frac{\partial Q_2}{\partial t} \\ m \frac{\partial S_3}{\partial t} + \frac{\partial u_3}{\partial x} &= \frac{\partial Q_3}{\partial t} & (Q_3 = Q_1 + Q_2) \\ u_j &= - \frac{k_j}{\mu_j} \varphi_j (S_1, S_2, C_1, C_2) \frac{\partial p}{\partial x} & (j = 1, 2, 3) \\ S_1 + S_2 + S_3 &= 1 \end{aligned}$$

$$(1.2) \quad Q_{10} = \alpha_{10} z, \quad Q_2 = \alpha_2 z, \quad Q_{11} = \alpha_{11} z \quad (Q_{11} = Q_1 - Q_{10})$$

$$(1.3) \quad z = \min \left\{ \frac{C_1 S_1}{\alpha_{10}}, \frac{C_2 S_2}{\alpha_2}, \frac{(1-C_1) S_1}{\alpha_{11}} \right\}$$

Здесь индекс 1 относится к водной фазе, 2 — к нефти, 3 — к эмульсии; u_j — фазовые скорости; μ_j — вязкости; S_j — насыщенности; C_1 — концентрация агента в водной фазе; C_2 — концентрация активной части нефтяной фазы; Q_{10} , Q_1 , Q_2 — объемы агента, водной фазы в целом и активной компоненты нефти, образующие эмульсию; $C_1 S_1$ — объемная доля агента; $C_2 S_2$ — активной компоненты нефти и $(1-C_1) S_1$ — воды в данном сечении пласта.

Коэффициенты α_{10} , α_2 , α_{11} , определяемые экспериментальным путем, характеризуют доли компонент, вступающих в необратимое взаимодействие при образовании эмульсии.

Физический смысл соотношений (1.2) и (1.3) очевиден: общее количество образующейся в данной точке в данный момент времени эмульсии определяется тем, какая из составляющих ее компонент является лимитирующей по объему.

При этом принято, что эмульсии (как и поверхностно-активные вещества при контакте нефти с раствором щелочи, если агентом является щелочь) образуется мгновенно.

Краевые условия для системы (1.1) — (1.3), которая при данной скорости нагнетания жидкости или данным перепаде давления сводится к системе 4 уравнений относительно неизвестных S_1 , S_2 , C_1 , C_2 , представляются в виде

$$(1.4) \quad \begin{aligned} S_1(x, 0) = S_0, \quad S_2(x, 0) = 1 - S_0, \quad S_1(x, 0) = 0, \quad C_2(x, 0) = C_{20} \\ S_1(0, t) = 1 - S_2(0, t), \quad S_2(0, t) = S_{20}(1 - C_{20}), \quad C_1(0, t) = C_{10}, \quad C_2(0, t) = 0 \end{aligned}$$

Восьмое из равенств (1.4) показывает отсутствие активной компоненты нефти, а пятое — отсутствие эмульсии в начальном сечении пласта (это сечение полностью промыто раствором агента).

2. Для расчетов была использована явная разностная схема «уголок». Расчеты проводились при пространственной сетке с 50–100 узлами.

В анализируемых ниже примерах в согласии с имеющимися представлениями принималось

$$\alpha_{11} = 0.01, \quad \alpha_2 = 0.29, \quad \alpha_{10} = 0.7$$

$$\begin{aligned} \varphi_1 = \left(\frac{S_1 - S_{10}}{1 - S_{10}} \right)^3, \quad \varphi_2 = \left(\frac{S_2 - S_{20}}{1 - S_{20}} \right)^3 \frac{C_2}{C_{20}} + \\ + \left(\frac{S_2 - S_{20}^\circ}{1 - S_{20}^\circ} \right)^3 \left(1 - \frac{C_2}{C_{20}} \right), \quad \varphi_3 = S_3^3 \end{aligned}$$

$$S_{20}^\circ < S_{20}, \quad S_{10} = 0.2, \quad S_{20} = 0.2, \quad S_{20}^\circ = 0.1, \quad 0.05$$

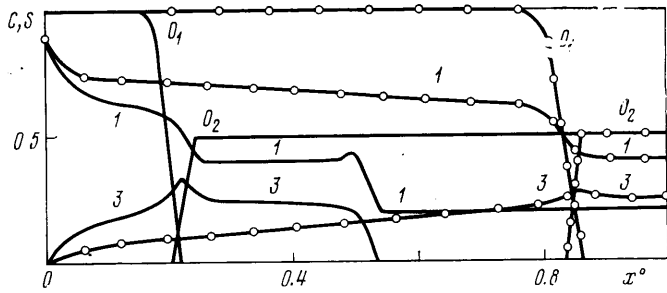
Вязкости фаз, а также начальные нефте- и водонасыщенности в расчетах варьируются.

Следует отметить, что вообще вязкость эмульсии (точнее, подвижность эмульсии в пористой среде) зависит от количества диспергированной нефти, вязкостей нефти и дисперсионной среды и др. Здесь эти зависимости не используются ввиду их большого разнообразия даже для сравнительно хорошо изученных процессов эмульгирования в стандартных условиях, вне пористой среды [3, 4]. Вязкость эмульсии задается как самостоятельно определяемая экспериментальная величина.

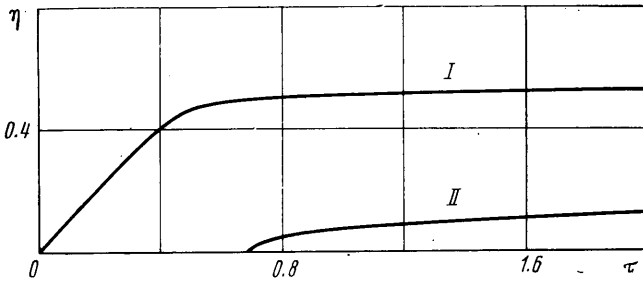
Выбор величин α_{11} , α_2 , α_{10} в расчетных примерах соответствует эмульсии, образованной 70% воды, 29% нефти, 1% поверхностно-активного вещества. Согласно имеющимся экспериментальным данным, формирование композиции такого состава при нагнетании в пласт высококонцентрированных растворов ПАВ является вполне реальным.

Относительная проницаемость для нефти φ_2 принята естественным образом зависящей от текущей концентрации активной компоненты C_2 . При нулевом значении C_2 (вся активная компонента уже истрачена на эмульгирование) величина φ_2 максимальна, при начальном ($C_2 = C_{20}$) — минимальна. Минимум и максимум реализуются за счет различия значений остаточной нефтенасыщенности — S_{20} и S_{20}° .

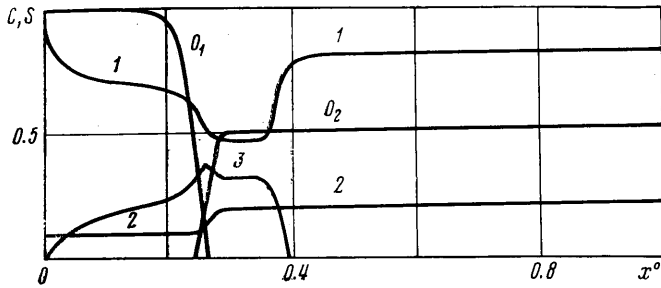
Рассматриваются различные ситуации при вытеснении нефти из нефтенасыщенных и обводненных пластов.



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3

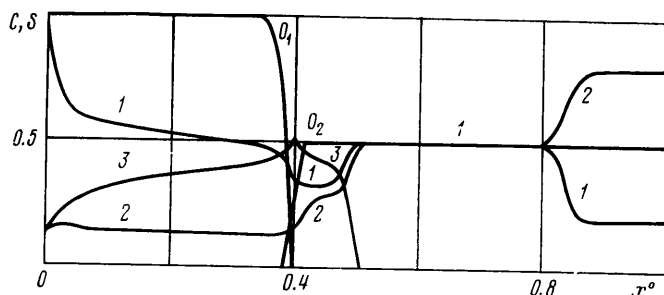
На фиг. 1 показаны распределения насыщенностей фаз (кривые 1 — вода, 3 — эмульсия) и концентраций (кривые O_1 — агент, O_2 — активная фаза нефти) по безразмерной длине нефтенасыщенного пласта x^0 для двух последовательных моментов времени при $\mu_1=1, \mu_2=2, \mu_3=1$ сП (маловязкая эмульсия).

Как и в задачах двухфазной фильтрации [5, 6], здесь распределения концентраций состоят из участков исходной и нулевой концентрации агента и активной фазы нефти.

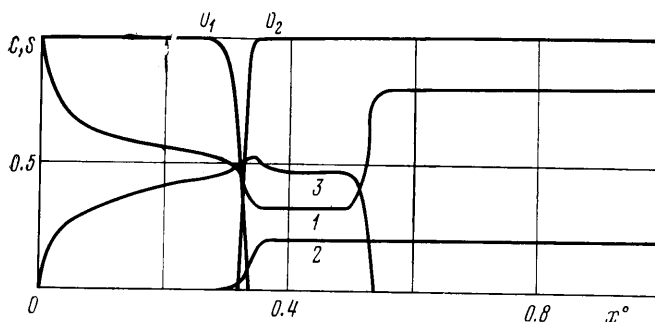
На границах участков имеются разрывы этих величин. Характерными являются зоны $C_1=C_{10}, C_2=0$ и $C_2=C_{20}, C_1=0$ (C_1 отнесено к начальному значению, т. е. $C_{10}=1$). Границей указанных зон служит точка скачкообразного изменения C_1 от C_{10} до 0 и C_2 от 0 до C_{20} . В этой же точке скачком падает водонасыщенность и возрастает нефтенасыщенность ($S_2=1-S_1-S_3$), насыщенность эмульсии максимальна. Здесь происходит как бы встреча образующих эмульсию компонент — раствора ПАВ в воде и активной нефти.

Образование эмульсии идет с первого момента процесса. Область, занятая эмульсией, как показывает фигура 1, расширяется со временем в обе стороны от максимума ее насыщенности. Правая граница этой области в данном случае, когда вязкость эмульсии мала, совпадает со скачком вытеснения.

На фиг. 2 показана соответствующая условиям фиг. 1 текущая нефтеотдача η в зависимости от количества прокачаных поровых объемов жидкости τ (кривая I).



Фиг. 4



Фиг. 5

Там же выделена часть величины η , полученная за счет диспергирования нефти (кривая II).

На фиг. 3 даны распределения насыщенностей и концентраций при тех же, что и выше, вязкостях фаз, но не для нефтенасыщенного, а для обводненного пласта (процесс заводнения к началу нагнетания раствора агента уже полностью закончен, невытесненной осталась только нефть, которая в случае обычного заводнения неподвижна). Обозначения фиг. 1 сохранены. Вид кривых C_1 и C_2 , а также S_1 и S_3 здесь качественно такой же, как и на фиг. 1 (за исключением того, что водонасыщенность на фронте вытеснения в соответствии с начальными условиями возрастает).

В то же время распределение нефтенасыщенностей существенно отличается от представленного на фиг. 1. Это распределение имеет только один разрыв (на фронте концентрации агента).

Перед фронтом концентрации величина S_2 равна своему начальному значению. На фронте вытеснения, где насыщенность эмульсией скачком падает до нуля, «чистая» нефтенасыщенность уже не меняется. Таким образом, вся вытесняемая нефть находится в эмульгированном состоянии.

Далее приводятся два примера расчета для высоковязких эмульсий ($\mu_3=20$ сП). На фиг. 4 представлен случай, относящийся к нефтенасыщенному, и на фиг. 5 — к обводненному пласту.

Распределение нефте- и водонасыщенностей по длине пласта (данные на фиг. 4) имеют по три разрыва. На скачке концентрации водонасыщенность резко уменьшается, нефтенасыщенность растет, далее следует участок почти постоянных насыщенностей. В точке обращения в нуль насыщенности эмульсией нефте- и водонасыщенности возрастают скачком и остаются постоянными вплоть до фронта вытеснения, где происходит скачкообразный переход к начальным значениям.

Итак, перед зоной эмульсии, имеющей здесь существенно меньшее распространение, чем на фиг. 1, формируется расширяющаяся область постоянной нефте- и водонасыщенности («водонефтяной вал»). Отсюда ясно, что для высоковязких эмульсий после периода безводной добычи наступает продолжительный период отбора обводненной нефти с постоянным водонефтяным отношением. Только после окончания этого периода начинается отбор эмульсии. В случае же маловязкой эмульсии, представленном на фиг. 1, сразу после окончания безводного периода

начинается отбор нефти в диспергированной форме. Одновременно с эмульсией, согласно принятой модели, добываются и вода и «чистая» нефть, но практическое отделение этих фаз от эмульсии, очевидно, будет затруднительным.

Переходя к вытеснению нефти из обводненного пласта, нетрудно увидеть, что распределения насыщенностей и концентраций имеют принципиально одинаковый характер и для высоковязкой (фиг. 5), и для маловязкой (фиг. 2) эмульсии. В обоих случаях перед зоной эмульсии находится невозмущенная область, водо-нефтяной вал не формируется. Поэтому вся нефть добывается только в диспергированной форме (до начала отбора эмульсии идет отбор воды). Последний факт находится в соответствии с экспериментальными данными [1, 2].

Ясно, что накопление экспериментальной информации уточнит предлагаемую модель — в нее могут быть включены диффузионно-сорбционные характеристики, характеристики неравновесности обмена фазами, экспериментальные зависимости фазовых проницаемостей от насыщенностей и концентраций, связи между подвижностью эмульсии и концентрацией дисперсной фазы и т. д.

Поступила 22 XI 1978

ЛИТЕРАТУРА

1. McCaffery F. G. Interfacial tensions and aging behavior of some crude oils against caustic solution. J. Canad. Petrol. Technol., 1976, vol. 15, No. 3.
2. Горбунов А. Т., Бученков Л. Н., Кашавцев В. И., Токарева Н. А., Цыпкина О. Э. Разработка месторождений с применением щелочного заводнения. М., 1978 (Всес. НИИ организаций управления и экономики нефтегаз. пр-ти).
3. Эмульсии. Л., «Химия», 1972.
4. Фортъе А. Механика суспензий М., «Мир», 1971.
5. Брагинская Г. С., Еглов В. М. О неизотермическом вытеснении нефти раствором активной примеси. М., 1978 (Ин-т проблем мех. АН СССР. Препринт № 112).
6. Токарева Н. А., Цыпкина О. Э. О мицеллярно-полимерном заводнении нефтяных пластов в условиях необратимой сорбции. Изв. АН СССР, МЖГ, 1979, № 2.

УДК 532.574.7:778.38

ГОЛОГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛЯ СКОРОСТЕЙ ДИСПЕРСНОЙ ФАЗЫ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА

А. О. БАКРУНОВ, О. Н. ЕРТАНОВА, И. А. ЛЕПЕШИНСКИЙ,
В. А. РЕШЕТНИКОВ, И. В. ПУКИН

(Москва)

При решении задач газодинамики двухфазных сред необходимо измерять основные характеристики потока, определяющие дисперсную структуру и его динамику. К динамическим характеристикам двухфазного потока относятся вектор скорости одиночных частиц и распределение частиц по скоростям. Методом, позволяющим одновременно исследовать как дисперсную структуру, так и динамику течения, является голография. Наиболее распространенным голографическим методом регистрации скорости является метод нескольких экспозиций [1]. Основная задача при голографическом определении скорости заключается в автоматизации процесса обработки информации, получаемой с голограммы. Действительно, в настоящее время для определения векторного поля скоростей частиц двухфазного потока широко используют визуальный метод измерения пути, проходимого отдельной частицей, по изображению, восстановленному с двухэкспозиционной голограммы [2]. Несмотря на очевидные преимущества этого метода, он обладает значительной трудоемкостью. К примеру, при получении статистически достоверной информации о векторном поле скоростей частиц в потоке требуется проведение большого числа визуальных измерений. Сложность визуального анализа голографического изображения существенно возрастает при больших концентрациях частиц.

В данной работе предлагается способ обработки голограмм двухэкспозиционных голограмм двухфазного потока, который позволяет ускорить процесс измерения поля скоростей дисперсной фазы при больших концентрациях частиц.

Предложенный способ обработки основан на анализе картины пространственного спектра двухфазного потока, формируемой в плоскости пространственных частот когерентно-оптической системы. Сущность данного способа поясняется