

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ РАСТВОРАМИ ПОВЕРХНОСТНО АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

Бурнашев В.Ф.

доктор физико-математических наук, старший научный сотрудник, доцент, Самаркандский Государственный Университет

e-mail: vladimir.burnash@mail.ru

Сайдуллаев З.Э.

магистрант, Самаркандский Государственный Университет

Аннотация

Моделирование процесса осуществляется в рамках механики многокомпонентной многофазной фильтрации с использованием осредненных величин фильтрационно-емкостных параметров. Представлена математическая модель вытеснения нефти растворами ПАВ с учетом дисперсного состояния вязкоупругости жидкости. На основе предложенной модели исследуются продвижение активной примеси и изменение фильтрационных характеристик пласта в ходе нагнетания реагента. Оценивается влияние дисперсного состояния жидкостей и адсорбции ПАВ породой. Выполнены численные расчеты и определены характеристики процесса.

ARTICLE INFO

Article history:

Received 29 April 2021

Revised form 05 May 2021

Accepted 09 May 2021

Ключевые слова: вязкоупругости, компонента, концентрация, математическое моделирование, насыщенность, нефтяной пласт, раствор ПАВ, фаза, фильтрация.

1. Введение

В настоящее время применяется достаточно большое число различных методов увеличения нефтеотдачи МУН. К ним относятся тепловые, газовые, физико-химические методы. Согласно докладу Международного Энергетического Агентства основными критериями для выбора метода увеличения нефтеотдачи являются: плотность и вязкость нефти, степень извлечения на текущий момент, тип породы, глубина, проницаемость и температура [2].

Физико-химические методы предусматривают закачку в пласт реагентов, снижающих межфазное натяжение для уменьшения степени блокирования нефти в гидрофильных породах. Известно, что во всем мире на долю физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) приходится 31 % применения всех проектов [2, 3].

К этим методам относятся применение растворов водорастворимых ПАВ увеличивающие нефтеотдачу на 2-8 %.

Под ПАВ понимают химические соединения, способные вследствие положительной адсорбции изменять фазовые и энергетические взаимодействия на различных поверхностях раздела жидкость-воздух, жидкость-твердое тело, нефть-вода.

Горная порода с насыщающими ее флюидами имеет развитую площадь поверхности раздела фаз. Действие поверхностно-активных веществ, подаваемых в пласт в виде водных растворов, основано на адсорбции ПАВ на указанных поверхностях, что приводит к существенному изменению молекулярно-поверхностных свойств породы, пластовой воды и нефти.

Требования, предъявляемые к ПАВ, следующие: стимулирование смачивающей способности вытесняющей воды; снижение межфазного натяжения на границе нефть - вода; вытеснение нефти с поверхности породы; диспергирование нефти в водной фазе.

В соответствии с известными объяснениями механизма вытеснения нефти водой ПАВ в закачиваемой воде должны снижать капиллярное сопротивление движению водонефтяных смесей и трансформировать связанную нефть в свободную, распределенную в движущемся по пласту потоке.

Технико-экономические показатели метода определяются интенсивностью адсорбции ПАВ на поверхности пористой среды. Высокое значение адсорбции сводит к нулю эффективность метода, так как приводит к концентрации реагента в ПЗП нагнетательных скважин. При этом большая часть объема пласта остается не охваченной воздействием реагента. При использовании ПАВ происходит более равномерный процесс вытеснения нефти из пласта. Это подтверждается и тем, что нефтеотдача за безводный период при закачке ПАВ значительно выше по сравнению с закачкой воды.

В процессе вытеснения нефти поверхностно-активные вещества оказывают влияние на следующие взаимосвязанные факторы: межфазное натяжение на границе нефть-вода и поверхностное натяжение на границах вода-порода и нефть-порода, обусловленное их адсорбцией на этих поверхностях раздела фаз. Кроме того, действие поверхностно-активных веществ проявляется в изменении избирательного смачивания поверхности породы водой и нефтью, разрыве и отмытии с поверхности пород пленки нефти, стабилизации дисперсии нефти в воде, приросте коэффициентов вытеснения нефти водной фазой при принудительном вытеснении и при капиллярной пропитке, в повышении относительных фазовых проницаемостей пористых сред.

Добавка ПАВ в воду снижает межфазное натяжение воды на границе с нефтью. При низком межфазном натяжении капли нефти легко деформируются и фильтруются через сужения пор, что увеличивает скорость их перемещения, в пласте. К тому же при концентрации ПАВ выше ККМ (критической концентрации мицеллообразования) низкое значение межфазного натяжения на границе «раствор - нефть» будет способствовать солубилизации нефтяных компонентов в растворе ПАВ.

Добавка ПАВ в воду за счет снижения поверхностного натяжения уменьшает краевые углы смачивания, т.е. увеличивает смачиваемость породы водой. Гидрофилизация в совокупности со снижением межфазного натяжения приводит к сильному ослаблению адгезионных взаимодействий нефти с поверхностью породы.

Водные растворы ПАВ проявляют моющее действие по отношению к нефти, покрывающей поверхность породы тонкой пленкой, способствуя разрыву пленки нефти. Адсорбируясь на поверхности раздела нефти с

водой и вытесняя активные компоненты нефти, создающие на поверхности раздела адсорбционные слои с высокой прочностью, ПАВ облегчают деформацию менисков в порах - капиллярах пласта. Все это, увеличивает глубину и скорость капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную породу. Под действием ПАВ интенсивнее происходит диспергирование нефти в воде, причем ПАВ стабилизируют образующуюся дисперсию. Размеры нефтяных капель уменьшаются. Вероятность их коалесценции и прилипания к твердой поверхности снижается. Это ведет к значительному повышению относительной фазовой проницаемости пористой среды для нефти и воды.

Лучшее вытеснение нефти водой, содержащей ПАВ, связано также с сильным влиянием ПАВ на реологические свойства нефти. Введение ПАВ в нефть приводит к изолированию микрокристаллов парафинов и разрушению пространственной структуры, образуемой ими, а также к внедрению ПАВ в ассоциаты асфальто-смолистых веществ, следствием чего является снижение степени агрегирования АСВ (асфальто-смолистых веществ) в растворе низкомолекулярных углеводов и уменьшение вязкости нефти.

В целом достижение необходимой эффективности метода связано с решением многих проблем, зависящих от механизма вытеснения и взаимодействия раствора ПАВ с пластовой системой.

В последнее время появились экспериментальные данные, свидетельствующие о возможности при определенных условиях межфазного перехода некоторых количеств ПАВ (преимущественно маслорастворимых фракций) из водного раствора в нефть. Такой переход существенно усложняет картину вытеснения нефти растворами ПАВ, изменяет количественные зависимости некоторых характеристик,

определяющих механизм вытеснения, и тем самым оказывает определенное влияние на оценку эффективности метода.

Процесс вытеснения нефти водой и водными растворами реагентов описывается механистическими моделями двухфазной фильтрации типа Баклея – Леверетта [4], Раппорта – Лиса [5] и их модификациями, основанными на обобщенном законе Дарси. В модели Раппорта - Лиса учитывается капиллярный гистерезис (зависимость вида функций капиллярного давления от того, какая из фаз, более смачивающая или менее смачивающая, является вытесняющей). В основу моделей заложены зависимости относительных фазовых проницаемостей только от насыщенности, т.е. доли порового пространства, занятого одной из фаз (например, водонасыщенности, если изучается совместное движение нефти и воды). Каждая из фаз движется по своей системе поровых каналов и взаимодействует с другой фазой только как с твердым скелетом. Учет капиллярных сил в модели Раппорта - Лиса приводит к изменению относительно модели Баклея - Леверетта распределения водонасыщенности на фронте вытеснения (стабилизированная зона), сохраняя значение нефтеотдачи.

В [6] предложен способ нахождения коэффициента нефтеотдачи, допускающий простую геометрическую интерпретацию. Если экспериментально известны зависимости объемных расходов нефти и воды на выходе из образца от времени, то можно определить нефтеотдачу, а по ней среднюю нефтенасыщенность пласта. Затем находится нефтенасыщенность на выходе, и по известным фазовым потокам - функция Бакли-Леверетта.

Общие вопросы движения многофазных многокомпонентных жидкостей в пористой среде детально разбираются работах [7,8].

Математическое моделирование вытеснения нефти водой при наличии в потоке активной примеси, влияющей на гидродинамические двухфазные течения представлено в работах [8,9].

В работе [10] приведены уравнения физико-химической подземной гидродинамики, проанализировано влияние капиллярных и диффузионных явлений на процесс вытеснения.

Однако даже в рамках задач разработки месторождений или его элемента можно выделить те ситуации, когда допущения крупномасштабного приближения оказываются не правомерными. В частности, при закачке вытесняющего агента в гетерогенную среду собственно вытеснение происходит преимущественно в трещинах. В результате нарушается локальное равновесие между проточной и емкостной компонентами среды. Последующее восстановление этого равновесия происходит преимущественно посредством диссипативных процессов [11].

В случае, когда концентрации активной примеси в фазах не обязательно малы и, следовательно, необходимо учитывать соответствующие изменения объемов фаз, а активная примесь может не только распределяться между водой и нефтью, изменяя вязкости фаз и их относительные проницаемости, но может также приводить к взаимной растворимости первоначально не смешивающихся фаз нарушается фазовое равновесие [12,13].

Математические модели процесса доизвлечения зацементированной пластовой нефти путем применения новых методов увеличения нефтедачи описываются во многих работах [14,15,8,16,17]. Лейком с соавторами [14] предлагается довольно общая система уравнений для описания изотермического жидкого потока в пористой среде, которая записана для произвольного количества фаз, допускает тензорный вид коэффициентов

диффузии и абсолютной проницаемости, однофазные кинематические реакции, использует уравнения равновесия и состояния

Для заводнения с использованием ПАВ уточнение модели предложено разными авторами. В работе Попа, Бенга и др. [18] предложен учет влияния следующих параметров: размера оторочек, концентраций нефти и ПАВ в оторочке, отношения подвижностей, адсорбции ПАВ и полимера, поверхностного натяжения, фазового типа закачиваемых растворов, вида функций относительных проницаемостей, концентрации соли.

Ларсоном [16] анализируется влияние фазового поведения при заводнении с использованием ПАВ. Описываются гидродинамические особенности процесса в одномерной постановке.

Модель для одномерного заводнения с различными добавками с учетом фазового поведения и соответствующей зависимости межфазного поверхностного натяжения от композиционного состава и концентрации электролитов и ПАВ с предположением трехфазности течения дана в работе Попа и Нельсона [17].

При линейном виде зависимости распределения компонента в фазах и определенном виде сорбции развитием графоаналитической техники, примененной при построении решения задачи Бакли-Левретта, получено решение таких задач, когда положительное влияние воздействия на пластовые системы приводит к увеличению доли нефти в потоке и уменьшению величины остаточной нефтезасыщенности, то есть изменению вида функции Бакли-Левретта. В работах Ентова [10] выявлены условия существования и единственности обобщенных решений, показана невозможность волн концентрации, описаны основные гидродинамические эффекты, выявленные из

анализа полученных решений. Указаны условия устойчивости скачков.

В работе [19] также предложены аналитические решения задачи различных типов заводнений, в частности задачи о вытеснении нефти водным раствором ПАВ.

Расчет нефтеотдачи на базе механистических моделей с использованием экспериментально определенных на моделях нефтеносных пластов относительных фазовых проницаемостей давал близкое совпадение расчетных и фактических данных только для обычного заводнения в благоприятных геолого-физических условиях продуктивных коллекторов. Переход к воздействию на пласт водными растворами реагентов и коллекторам с малой проницаемостью привел к тому, что из-за слабых представлений о физико-химических (ФХ) основах процесса многофазной фильтрации в пористой среде, нефтеотдачу стали определять с использованием различных модификаций вида фазовых проницаемостей [20], недостаточно физически обоснованных. В работе [13] для расчета технологических параметров при различных режимах вытеснения нефти водой рекомендуют использование фазовых проницаемостей, рассчитанных по предложенным перколяционным моделям, как более адекватно отражающим микронеоднородность пористой среды. Поскольку при решении данной задачи просматривается гидродинамический подход, при котором процесс вытеснения нефти водой из пористой среды исследуется на базе механики сплошных сред, то следует ожидать низкой достоверности определения фазовых проницаемостей по перколяционным моделям для случая вытеснения нефти водными растворами реагентов.

Большая роль капиллярных сил и связанных с ними эффектов при вытеснении нефти водой отмечается в рамках механистических моделей. Фазовая

проницаемость зависит от связанных объемов фильтрующихся фаз. В то же время, сравнение капиллярных и гидродинамических сил, проведенное на длине характерного расстояния между скважинами, позволило сделать вывод о возможности пренебрежения капиллярными силами при гидродинамическом анализе разработки нефтяных месторождений. Учет этих сил позволяет только уточнить структуру фронта вытеснения [20]. Экспериментально определенные относительные фазовые проницаемости пористой среды межскважинного пространства для нефти и воды при вытеснении нефти водными растворами реагентов ФХ-методов существенно отличаются от истинных и, как уже отмечалось, более достоверно характеризуют призабойную зону пласта.

Применение при разработке нефтяных месторождений (особенно в осложненных геолого-физических условиях) реагентов ФХ-методов требует уделить внимание физико-химической гидродинамике процессов вытеснения нефти. Физико-химический подход рассматривает процессы в пористых телах на основе представлений о вязкоупругости жидкостей пористых тел, которое и определяет специфику и механизм массообменных процессов [20, 21]. Этот подход базируется на анализе физико-химических и микро-гидродинамических процессов переноса газа, жидкостей и их паров в поровом пространстве. Действующее здесь поле поверхностных сил не только изменяет свойства флюида, но и влияет на кинетику массообменных процессов. В свою очередь, зависимость сил, действующих между частицами пористого тела от состояния флюида приводит к тому, что в ходе процессов переноса может меняться пористая структура [20]. При вытеснении нефти из пласта путем нагнетания в него водного раствора нефть диспергируется на отдельные части, распределение которых по размерам определяется капиллярным гистерезисом в системе нефть - вода - порода. Вытесняемая фаза движется поэлементно в виде

системы элементов разного размера, что позволяет вытесняющей фазе проникать между элементами вытесняемой.

Существующими моделями многофазной фильтрации нефти с привлечением для расчетов экспериментальных данных действующего комплекса лабораторных испытаний нефтewытесняющих реагентов удовлетворительно описываются процессы вытеснения нефти водой от точки нагнетания до точки отбора жидкости из пласта и водными растворами реагентов в пределах ПЗП. Неэффективность прогнозирования нефтеотдачи в межскважинном пространстве пласта при вытеснении из него нефти водными растворами реагентов по данным имеющегося комплекса лабораторных испытаний обусловлена тем что физико-химические параметры, характеризующие элементарные акты процесса вытеснения нефти, определяют в условиях, резко отличающихся от пластовых следующими.

В свете изложенного, исследование механизма нефтеотдачи путем математического моделирования процесса вытеснения нефти водными растворами реагентов и вычислительные эксперименты является одним из методов решения этой проблемы.

2. Математическая модель

Для математического описания процесса вытеснения нефти растворами ПАВ воспользуемся общими уравнениями изотермической многофазной фильтрации многокомпонентных систем [23].

Рассмотрим процесс изотермической неравновесной фильтрации системы, состоящей из M фаз и N компонент.

Уравнение неразрывности j -го компонента в i -й фазе с учетом его диффузии и адсорбции на поверхности пористой среды можно записать в виде

$$\frac{\partial}{\partial t} [m \rho_i s_i C_{ij} + \rho_i \alpha_{ij}] + \Delta \cdot (\rho_i v_i C_{ij}) = \\ = \Delta \cdot [m D_{ij} s_i \Delta (\rho_i C_{ij})] + \sum_{\alpha=1}^N \eta_{\alpha ij} (\varphi_{ij} - \varphi_{\alpha j}) + \rho_i q_i C_{ij}; \quad j = \overline{1, N} \\ , \quad (1)$$

где α и i - фазы; j - компонент; m - пористость; D_{ij} - тензор коэффициента конвективной диффузии j -го компонента в i -й фазе; ρ_i, v_i, s_i, q_i - соответственно плотность, скорость фильтрации, насыщенность и плотность источников или стоков i -й фазы; C_{ij}, φ_{ij} и a_{ij} соответственно массовая доля, химический потенциал и адсорбция j -го компонента в i -ой фазе; $\eta_{\alpha ij}$ - коэффициент межфазного перетока j -го компонента между фазами α .

Насыщенности фаз и массовые доли компонентов связаны соотношениями:

$$\sum_{i=1}^M s_i = 1; \quad \sum_{j=1}^N C_{ij} = 1; \quad i = \overline{1, M}. \\ (2)$$

Примем, что для каждой из фаз выполнен обобщенный закон Дарси

$$v_i = - \frac{k k_{0i}}{\mu_i} \varepsilon_i (\Delta p_i + \rho_i g^* \Delta z), \quad i = \overline{1, M}, \\ (3)$$

где k -тензор абсолютной проницаемости, k_{0i} , μ_i и p_i -соответственно относительная фазовая проницаемость, вязкость и давление i -й фазы; g^* - ускорение свободного падения; z - вертикальная координата.

В соотношение (3) входит также функции ε_i , которые учитывают реологическую характеристику фаз или принятый закон движения фаз. Фильтрация ньютоновских жидкостей подчиняется линейному закону и в этом случае $\varepsilon_i = 1$. Движение неньютоновских жидкостей описывается нелинейными законами,

при этом ε_i , является нелинейной функцией скорости фильтрации i -й фазы.

Могут быть рассмотрены различные реологические модели фильтрации неньютоновской жидкости.

Так, если принять

$$\varepsilon_i = \begin{cases} 0, & \text{при } |v_i| = |\Delta p_i + \rho_i g \Delta z| \leq \tau_i \\ v_i^\alpha (1 - \tau_i |v_i|^{-1})^\beta, & \text{при } |v_i| \geq \tau_i \end{cases} \quad (4)$$

где τ_i — начальный градиент давления слота, а α и β — постоянные, то при $\alpha = 0$ и $\tau_i = 0$ получаем закон фильтрации для ньютоновской жидкости; при $\alpha = 0$, $\beta = 1$ и $\tau_i > 0$ — для вязко-пластичной (бингамовской) жидкости и при $\alpha \neq 0$, $\tau_i = 0$ — для псевдопластической жидкости, $i = \{w, o\}$.

Давления в фазах связаны соотношениями

$$p_{k\alpha i} = p_\alpha - p_i, \quad i = 1, \dots, \alpha - 1, \alpha + 1, \dots, M. \quad (5)$$

Очевидно, что капиллярные давления $p_{k\alpha i}$ в общем случае будут функциями от насыщенностей и состава фаз.

Величину адсорбции a_{ij} определяют по формуле

$$a_{ij} = a_{ij0} B_i(s_i), \quad (6)$$

где a_{ij0} — количество j - го компонента, адсорбированного из i -й фазы единицей объема пористой среды при $s_i = s_{i0}$ и $C_{ij} = C_{ij0}$ (т. е. одновременно при максимально возможном насыщении пористой среды i -й фазы и при максимально возможной концентрации j -го компонента в этой фазе); $B_i(s_i)$ — безразмерная функция учитывающая, что в многофазном

потоке только часть удельной поверхности контактирует с i -й фазой.

Функцию $B_i(s_i)$ определяют экспериментально и она должна удовлетворять условиям $B_i(s_{i0}) = 1$ и $B_i(0) = 0$.

Концентрация C_{ij} и адсорбция a_{ij} связаны уравнениями кинетики

$$\frac{\partial \rho_i a_{ij0}}{\partial t} = \beta_{ij} (C_{ij} - C_{ij}^*), \quad (7)$$

где C_{ij}^* — концентрация раствора, равновесная адсорбции a_{ij} .

Зависимость между a_{ij0} и C_{ij}^* задается изотермой адсорбции

$$a_{ij0} = g_{ij}(C_{ij}^*), \quad (8)$$

При небольших концентрациях эта зависимость часто является линейной, т. е. описывается изотермой Генри

$$a_{ij0} = \Gamma_{ij} C_{ij}^*, \quad (9)$$

В пластовых условиях с большой степенью точности процесс адсорбции можно считать равновесным. Тогда из (5)–(7) следует

$$a_{ij} = a_{ij0} B_i(s_i) g_{ij}(C_{ij}). \quad (10)$$

Для замыкания полученной системы уравнений, наряду с зависимостями вязкости и плотности фаз, относительных фазовых проницаемостей, капиллярных давлений, тензора абсолютной проницаемости, пористости и тензора конвективной диффузии необходимо

определить межфазные перетоки компонентов между фазами.

Перейдем теперь непосредственно к рассмотрению процесса вытеснения нефти растворами ПАВ. Исходя из известных принципов моделирования многокомпонентных смесей, прежде всего, необходимо выбрать неразложимые компоненты. Для исследуемых процессов достаточно принять, что такими составляющими компонентами являются нефть (о), вода (w) и ПАВ.

Таким образом, рассматриваемый процесс может быть описан системой уравнений двухфазной фильтрации трехкомпонентных смесей.

Соответствующая система уравнений после естественных упрощающих предположений (пренебрежение величинами D_{ij} и a_{ij} , где i принимает значения о и w, а $j = 1, 3$) в принятых обозначениях может быть записана в виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} m(\rho_o s_o C_{o1} + \rho_w s_w C_{w1}) + \Delta \cdot [\rho_o C_{o1} v_o + \rho_w C_{w1} v_w] = \\ = \rho_o q_o C_{o1} + \rho_w q_w C_{w1}, \end{aligned} \quad (11)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} m(\rho_o s_o C_{o2} + \rho_w s_w C_{w2}) + \Delta \cdot [\rho_o C_{o2} v_o + \rho_w C_{w2} v_w] = \\ = \rho_o q_o C_{o2} + \rho_w q_w C_{w2}, \end{aligned} \quad (12)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (m \rho_o s_o C_{o3} + \rho_o \alpha_{o3} + m \rho_w s_w C_{w3} + \rho_w \alpha_{w3}) + \Delta \cdot [\rho_o C_{o3} v_o + \rho_w C_{w3} v_w] =$$

$$= \Delta \cdot m [D_{o3} s_o \Delta(\rho_o C_{o3}) + D_{w3} s_w \Delta(\rho_w C_{w3})] + \rho_o q_o C_{o3} + \rho_w q_w C_{w3}, \quad (13)$$

$$\begin{aligned} v_o &= -\frac{k k_{o0}}{\mu_o} \varepsilon_o (\Delta p_o + \rho_o g^* \Delta z), \\ v_w &= -\frac{k k_{0w}}{\mu_w} \varepsilon_w (\Delta p_w + \rho_w g^* \Delta z), \end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} p_k &= p_o - p_w, & s_o + s_w &= 1 \sum_{j=1}^3 C_{oj} = 1, \\ \sum_{j=1}^3 C_{wj} &= 1. \end{aligned} \quad (15)$$

Вместе с соотношениями (11) получено 9 уравнений относительно 12 неизвестных ρ_i , s_i , C_{ij} и α_{i3} , где i принимает значение о и w, а $j = 1, 2, 3$.

Для замыкания системы уравнений необходимо добавить три соотношения, выражающие условия равновесия фаз. В качестве таких соотношений возьмем следующие

$$\lambda = C_{o3} / C_{w3}, \quad \lambda_p = C_{o1}, \quad \lambda_c = C_{w1} / C_{o1} \quad (16)$$

где λ - отношение концентрации ПАВ в нефтяной фазе к равновесной концентрации ПАВ в водной фазе (коэффициент распределения ПАВ по фазам); λ_p - массовая доля нефти в равновесной нефтяной фазе, величина λ_p - характеризует меру «разбухания» нефтяной фазы от ПАВ и воды; λ_c - отношение концентрации нефти в закачанной водной фазе к концентрации нефти в равновесной нефтяной фазе. т. е. этот коэффициент характеризует состав оторочки реагента.

Полученная система уравнений в достаточно общем виде описывает различные

технологические процессы вытеснения нефти растворами ПАВ. Так, при закачке водорастворимых ПАВ следует $C_{o2} = C_{w1} = 0$. В результате будет получена наиболее общая модель вытеснения нефти растворами ПАВ с учетом межфазного перехода ПАВ из воды в нефть, которая может быть представлена в виде системы уравнений

- концентрация нефти в нефтяной фазе

$$\frac{\partial}{\partial t} [m\rho_o s(1-\lambda C)] + \Delta \cdot \{\rho_o(1-\lambda C)v_o\} = \rho_o q_o(1-\lambda C), \quad (17)$$

- концентрация воды в водной фазе

$$\frac{\partial}{\partial t} [m\rho_w(1-s)(1-C)] + \Delta \cdot [\rho_w(1-C)v_w] = \rho_w q_w(1-C), \quad (18)$$

- концентрация ПАВ в нефтяной фазе

$$\frac{\partial}{\partial t} [m\rho_o s\lambda C + \rho_o \alpha_o] + \Delta \cdot [\rho_o \lambda C v_o] = \Delta \cdot [mD_o s \Delta(\rho_o \lambda C)] + \rho_o q_o \lambda C, \quad (19)$$

- концентрация ПАВ в водной фазе

$$\frac{\partial}{\partial t} [m\rho_w(1-s)C + \rho_w \alpha_w] + \Delta \cdot [\rho_w C v_w] = \Delta \cdot [mD_w(1-s)\Delta(\rho_w C)] + \rho_w q_w C, \quad (20)$$

$$v_o = -\frac{kk_{0o}}{\mu_o} \varepsilon_o (\Delta(p + p_k) + \rho_o g^* \Delta z),$$

$$v_w = -\frac{kk_{0w}}{\mu_w} \varepsilon_w (\Delta p + \rho_w g^* \Delta z)$$

где $p = p_w$, s - нефтенасыщенность, C - массовая концентрация ПАВ в водной фазе.

При заводнении нефтяных месторождений растворами ПАВ обычно

используют растворы с небольшой концентрацией реагента. При этом можно пренебречь влиянием ПАВ на плотности фаз. Если также сделать допущение о не сжимаемости фаз и породы, то система уравнений процесса существенно упростится.

Действительно, допуская не сжимаемость фаз и породы и пренебрегая весьма незначительной долей адсорбированных добавок в уравнении для водной фазы, после очевидных преобразований получим

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \Delta \cdot v_o = q_{oi},$$

$$v_o = -\frac{kk_o}{\mu_o} \varepsilon_o (\Delta(p + p_k) + \rho_o g^* z) \quad (21)$$

$$\Delta \cdot v = q,$$

$$v = -\frac{kk_o}{\mu_o} \varepsilon_o (\Delta(p + p_k) + \rho_o g^* z) - \frac{kk_w}{\mu_w} \varepsilon_w (\Delta p + \rho_w g^* z)$$

где $q = q_o + q_w$, ρ_o и ρ_w - плотности нефти и воды соответственно.

Уравнение (22) - закон сохранения суммарного потока обеих фаз, а уравнение (21) - закон сохранения нефтяной фазы.

Уравнение для концентрации ПАВ может быть записано в виде

$$\frac{\partial}{\partial t} (\varphi C) + \Delta \cdot [(\lambda v_o + v_w)C] = \Delta \cdot (D \Delta C) + (q_o \lambda + q_w)C \quad (23)$$

где

$$D = m[D_o s \lambda + D_w(1-s)]; \quad \varphi = m(1 + \lambda s - s) + B_o(s)g_o(\lambda C)/C + B_w(s)g_w(C)/C,$$

$v_w = v - v_o$, C - объемная концентрация ПАВ в воде, g_o и g_w - изотермы адсорбции ПАВ из нефти и воды соответственно.

При $\lambda = 0$ система уравнений (21)-(23) переходит в известную систему уравнений, моделирующих процесс вытеснения нефти растворами ПАВ без учета межфазного перехода реагента из раствора ПАВ в нефть [20].

Рассмотрим вопрос о задании граничных и начальных условий для системы уравнений (21) - (23). Заметим, что запись системы уравнений двухфазной трех компонентной фильтрации несжимаемых несмешивающихся жидкостей в виде (20) - (23) связана с выбором в качестве неизвестных переменных давления в одной из фаз, насыщенности и концентрации ПАВ. Такая постановка наиболее целесообразна для рассматриваемого класса задач [16-18], формулировка дополнительных условий при этом не вызывает затруднений.

На границе области фильтрации можно задавать либо расход фаз и реагента, либо значения давления, насыщенности и концентрации. Это так называемые граничные условия 2-го и 1-го рода соответственно [19]. При этом краевые условия для насыщенности могут быть нелинейными [20, 21] и на отдельных частях границы будут задаваться условия различного рода.

Подолша и кровля пласта обычно считаются непроницаемыми. Краевые условия для давления, насыщенности и концентрации получаются из условия равенства нулю расходов фаз и реагента в направлении нормали в соответствующей точке границы.

Боковые границы также могут быть непроницаемыми. Если границы проницаемы, то на них задается давление в одной из фаз или суммарный расход.

Если жидкость втекает в область через границу, то необходимо на ней задать остаточную нефтенасыщенность или долю одной из фаз в потоке, а для концентрации - какое-либо значение ее или расход реагента.

Если же через границу жидкость вытекает из области, то краевое условие для насыщенности может быть поставлено с учетом или без учета «концевого» эффекта. Пренебрегая «концевым» эффектом, приходим к условию $\Delta s = 0$. Если же учесть его, то необходимо предположить, что прорыв воды через границу происходит только при достижении на ней остаточной нефтенасыщенности. Для концентрации при этом обычно принимают условие равенства нулю ее производной в направлении нормали к поверхности границы.

На нагнетательных скважинах задают забойное давление или расход жидкости, долю воды в потоке и начальную концентрацию или расход закачиваемого реагента.

Если пренебречь «концевым» эффектом, то на добывающих скважинах достаточно задать только забойное давление или расход жидкости и условие равенства нулю производной от концентрации.

В начальный момент времени считается известным распределение по пласту нефтенасыщенности и концентрации.

Для расчета процесса вытеснения нефти растворами ПАВ на основе гидродинамической модели (21)–(22) требуются следующие исходные данные:

- зависимость относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления от насыщенности и концентрации, капиллярного давления;
- зависимости коэффициентов конвективной диффузии ПАВ в фазах от скорости и концентрации и зависимость коэффициента распределения ПАВ между фазами от концентрации;

- изотермы адсорбции и десорбции ПАВ из нефти и воды;
- вид функций $B_o(s)$ и $B_w(s)$ учитывающих, что адсорбция происходит в двухфазном потоке;
- параметры, характеризующие коллекторские свойства пласта, его геометрию и физико-химические свойства жидкостей в пластовых условиях (распределения проницаемости, пористости и нефтенасыщенности по мощности и простиранию, вязкости и плотности фаз и т. д.).

При моделировании трехмерной фильтрации возникают большие сложности, как при выборе методов решения, так и реализации их на ЭВМ. Поэтому применяют различные методы сведения трехмерной задачи к двумерным или одномерным. Сведение трехмерной фильтрации к двумерной можно достичь с помощью частичного интегрирования уравнений, получения псевдоотносительных проницаемостей в сложных пластах в предположении что, распределение флюида в вертикальном направлении зависит в большей мере от вязкости, а не от гравитационных и капиллярных сил. В целом реализация двумерных моделей представляет также большие трудности, связанные, в частности, с нахождением функциональных зависимостей для параметров модели и вычислительными ресурсами. Поэтому на практике, используя аналогичные схемы упрощения, переходят от двумерных моделей к одномерным. Способы перехода различны и каждый из них применяется в конкретном случае и зависит от необходимой степени достоверности результата. В частности, можно использовать подход, при котором реальное плоское течение аппроксимируется квазиодномерным течением. Для этого всю область фильтрации условно разделяется на несколько зон, в пределах которых течение считается одномерным. В многорядных и регулярных системах ряды скважин заменяются параллельными галереями,

между которыми течение одномерно. Тогда от системы уравнений (21)-(22) можно перейти к системе уравнений

$$A m \frac{\partial s}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} v_o = A \sum_k q_{ok} \delta_r, \quad (24)$$

$$A \frac{\partial}{\partial t} (\phi C) + \frac{\partial}{\partial x} [(\lambda v_o + v_w) C] = A \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C}{\partial x} \right) + A \sum_k [(q_{ok} \lambda + q_{wk}) C] \delta_k, \quad (25)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} v = A \sum_k (q_{ok} + q_{wk}) \delta_k, \quad (26)$$

$$v = -\frac{A k k_o}{\mu_o} \varepsilon_o \left(\frac{\partial}{\partial x} (p + p_k) + \rho_o g^* \frac{\partial \gamma}{\partial x} \right) - \frac{A k k_w}{\mu_w} \varepsilon_w \left(\frac{\partial}{\partial x} p + \rho_w g^* \frac{\partial \gamma}{\partial x} \right),$$

$$v_o = -\frac{A k k_o}{\mu_o} \varepsilon_o \left(\frac{\partial}{\partial x} (p + p_k) + \rho_o g \frac{\partial \gamma}{\partial x} \right),$$

$$v_w = v - v_o,$$

$$\varepsilon_w = \begin{cases} 0, & \text{при } |v_w| = |\Delta p_w + \rho_w g \Delta z| \leq \tau_w \\ v_w^\alpha (1 - \tau_w |v_w|^{-1})^\beta, & \text{при } |v_w| \geq \tau_w \end{cases},$$

$$\varepsilon_o = \begin{cases} 0, & \text{при } |v_o| = |\Delta p_o + \rho_o g \Delta z| \leq \tau_o \\ v_o^\alpha (1 - \tau_o |v_o|^{-1})^\beta, & \text{при } |v_o| \geq \tau_o \end{cases},$$

$$D = m [D_o s \lambda + D_w (1 - s)],$$

$$\phi = m(1 + \lambda s - s) + B_o(s) g_o(\lambda C) / C + B_w(s) g_w(C) / C,$$

$$p_k = p_o - p,$$

$$p_k = \sigma \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} f(s),$$

$$f(s) = \frac{k_w}{k_w + \mu_w k_o / \mu_o},$$

$$\lambda = C_{o3} / C_{w3},$$

$$B_w(s) = 1 - s, B_o(s) = s$$

$$g_o(\lambda C) = \Gamma \lambda C,$$

$$g_w(C) = \Gamma C$$

где

$\delta_k = \delta(x - x_k)$, $A = b(x)H(x)$ - поперечное сечение элемента, $b(x)$ - ширина элемента, $H(x)$ - мощность пласта, δ - дельта-функция Дирака, Q_{ok} , Q_{wk} - приведенные к стандартным условиям дебиты, k - номер ряда скважин, γ - наклон пласта относительно горизонтали, θ - краевой угол смачивания, f - функция Леверетта.

Относительных фазовые проницаемости и вязкости аппроксимированы следующими выражениями:

$$k_w(s) = \begin{cases} (1 - s - s_{wr}) / (1 - s_{wr}) & \text{при } 1 - s \geq s_{wr} \\ 0 & \text{при } 1 - s \leq s_{wr} \end{cases}$$

$$k_o(s, 0) = \begin{cases} s / (1 - s_{wr}) & \text{при } 1 - s \geq s_{wr} \\ 1 & \text{при } 1 - s \leq s_{wr} \end{cases},$$

$$k_o(s, C) = k_o(s, 0)(1 + \lambda C / C_0), \quad \mu_o = \mu_o^0 (1 - \lambda C) + \mu_p^0 \lambda C, \quad \mu_w = \mu_w^0 (1 - C) + \mu_p^0 C.$$

Здесь $k_o(s, 0)$ - относительная фазовая проницаемость, соответствующая вытеснению нефти водой без ПАВ; C_0 - концентрация ПАВ в закачиваемой воде, μ_o^0 , μ_w^0 , μ_p^0 - истинные вязкости нефти, воды и ПАВ.

В качестве начальных условий задаются распределения давления и осредненных по мощности нефтенасыщенность, массовая концентрация ПАВ в водной фазе в начальный момент времени:

$$p(x, 0) = p^0(x), \quad s(x, 0) = s^0(x), \quad C(x, 0) = C^0(x).$$

В качестве граничных условий задаются условия на скважинах и внешних границах области течения.

На добывающих скважинах задается либо давление

$$p(x_k, t) = \bar{p}_k(t),$$

либо расход жидкости и условие равенства нулю производной от концентрации ПАВ

$$q(x_k, t) = \bar{q}_k(t).$$

На нагнетательных скважинах задаются либо забойное давление, доля нефти в потоке и начальную концентрацию ПАВ

$$p(x_k, t) = \bar{p}_k(t), \quad s(x_k, t) = \bar{s}_k(t), \quad C(x_k, t) = \bar{C}_k(t),$$

либо расход жидкости, доля нефти в потоке и начальная концентрация ПАВ

$$q(x_k, t) = \bar{q}_k(t), \quad s(x_k, t) = \bar{s}_k(t), \quad C(x_k, t) = \bar{C}_k(t).$$

Если жидкость втекает в область через границу, то задается нефтенасыщенность и концентрация ПАВ

$$p(0, t) = p^*(t), \quad s(0, t) = s^*(t), \quad C(0, t) = C^*(t), \quad (32)$$

$$p(L, t) = p^{**}(t), \quad s(L, t) = s^{**}(t), \quad C(L, t) = C^{**}(t), \quad (33)$$

либо расходы нефти и воды

$$q_o(0, t) = q_o^*(t), \quad q_w(0, t) = q_w^*(t), \quad (34)$$

$$q_o(b,t) = q_o^{**}(t), \quad q_w(b,t) = q_w^{**}(t). \quad (35)$$

Если через границу жидкости вытекают из области, то на границе достаточно задать либо давление

$$p(0,t) = p'(t), \quad p(b,t) = p''(t), \quad \frac{\partial C}{\partial x} = 0.$$

либо расход

$$q_o(0,t) = q_o'(t), \quad q_w(0,t) = q_w'(t), \quad q_o(L,t) = q_o''(t), \\ q_w(L,t) = q_w^{**}(t). \quad (37)$$

3. Метод решения

Учитывая сложность и скачкообразность протекающих процессов при воздействия ПАВ на нефтяной пласт, применим для их

моделирования метод “крупных частиц” [24]. Нестационарную систему уравнений (24) – (26) расщепляем по физическим процессам и в области

$$\Omega = \{(x,t): 0 \leq x \leq L_1, \quad 0 \leq t \leq \tau\}$$

строим пространственно временную эйлерову сетку (36)

$$\Omega_{nj} = \{t_{n-1} = t_n - \Delta t, n = \overline{1, N_t}; x_{j-1} = x_j - \Delta x, j = \overline{1, N_x}\}$$

Среду моделируем системой из жидких частиц, совпадающих в данный момент времени с ячейкой эйлеровой сетки. Расчет каждого временного шага разбиваем на три этапа.

1 этап - пренебрегаем эффектами, связанными с перемещением элементарной ячейки, аппроксимируем уравнения (24) – (26) в момент времени t_n

$$\tilde{s}_j = s_j^n - \Delta t \left(\sum_k q_{ok} \delta_k \right)_j^n / m, \quad (38)$$

$$(\varphi C)_j^{\sim} = \left\{ (\varphi C)_j^n + \Delta t \left(\frac{D_{j-1/2}^n C_{j-1}^n - (D_{j-1/2}^n + D_{j+1/2}^n) C_j^n + D_{j+1/2}^n C_{j+1}^n}{\Delta x^2} \right) + \right.$$

$$\left. + \Delta t \left\{ \sum_k [(q_{ok} \lambda + q_{wk}) C] \right\}_j^n \delta_k \right\}, \quad (39)$$

$$D_j^n = m [D_o s_j^n \lambda + D_w (1 - s)_j^n],$$

$$\varphi_j = m (1 + \lambda s_j - s_j) + B_{oj}(s) g_{oj} / C_j + B_{wj} g_{wj} / C_j,$$

$$\tilde{v}_j = \tilde{v}_{j-1} + \Delta x \left[A \sum_k (q_{ok} + q_{wk}) \delta_k \right]_{j-1}^{\sim}, \quad (40)$$

$$\tilde{v}_{oj} = \frac{Ak\tilde{k}_{oj}}{\tilde{\mu}_{oj}} \varepsilon_{oj}^n \tilde{G}_j, \quad (41)$$

$$\tilde{G}_j = \left[\frac{\left(\tilde{v}_j + \frac{Ak\tilde{k}_{oj}}{\tilde{\mu}_{oj}} \varepsilon_{oj}^n \left(\frac{\tilde{p}_{kj} - \tilde{p}_{kj-1}}{\Delta x} + \rho_o g^* \frac{\gamma_j - \gamma_{j-1}}{\Delta x} \right) + \frac{Ak\tilde{k}_{wj}}{\tilde{\mu}_{wj}} \varepsilon_{wj}^n \rho_w g^* \frac{\gamma_j - \gamma_{j-1}}{\Delta x} \right)}{\left(\frac{Ak\tilde{k}_{oj}}{\tilde{\mu}_{oj}} \varepsilon_{oj}^n + \frac{Ak\tilde{k}_{wj}}{\tilde{\mu}_{wj}} \varepsilon_{wj}^n \right)} \right]$$

$$\tilde{v}_{wj} = \tilde{v}_j - \tilde{v}_{oj}, \quad (42)$$

$$\tilde{p}_{kj} = \sigma \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} \tilde{f}_j(s), \quad \tilde{f}_j(s) = \frac{\tilde{k}_{wj}}{\tilde{k}_{wj} + \frac{\tilde{\mu}_{wj}}{\tilde{\mu}_{oj}} \tilde{k}_{oj}},$$

$$\tilde{p}_i = \tilde{p}_{j-1} - \left(\frac{\tilde{v}_{wj} \tilde{\mu}_{wj}}{Ak\tilde{k}_{wj} \varepsilon_{wj}^n} + \rho_w g^* \frac{\gamma_j - \gamma_{j-1}}{\Delta x} \right) \Delta x, \quad (43)$$

$$B_{wj} = s_j, \quad B_{oj} = 1 - s_j, \quad g_{oj} = \Gamma \lambda C_j, \quad g_{wj} = \Gamma C_j.$$

II этап - вычисляем перенос массы нефтяной фазы и компонент через границы ячеек

$$\Delta(Ms)_{j+1/2} = (v_o)_{j+1/2}^* \Delta t, \quad (44)$$

$$\Delta(MC_o)_{j+1/2} = \begin{cases} (\lambda C)_j^* (v_o)_{j+1/2}^* \Delta t, & (v_o)_{j+1/2}^* > 0 \\ (\lambda C)_{j+1}^* (v_o)_{j+1/2}^* \Delta t, & (v_o)_{j+1/2}^* < 0 \end{cases} + \frac{1}{\Delta x} [\Delta(MC_w)_{j-1/2} - \Delta(MC_w)_{j+1/2}]. \quad (45)$$

$$\Delta(MC_w)_{j+1/2} = \begin{cases} (C)_j^* (v_w)_{j+1/2}^* \Delta t, & (v_w)_{j+1/2}^* > 0, \\ (C)_{j+1}^* (v_w)_{j+1/2}^* \Delta t, & (v_w)_{j+1/2}^* < 0, \end{cases} \quad (46)$$

III этап - на основании законов сохранения находятся значения параметров нефтяной фазы и компонент на новом временном слое

$$(s)_j^{n+1} = (s)_j^* + \frac{1}{m\Delta x} [\Delta(Ms)_{j-1/2} - \Delta(Ms)_{j+1/2}] \quad (47)$$

$$(\phi C)_j^{n+1} = \left\{ (\phi C)_j^* + \frac{1}{\Delta x} [\Delta(MC_o)_{j-1/2} - \Delta(MC_o)_{j+1/2}] \right\}$$

Алгоритмически сначала производится расчет параметров фаз, затем компонент фаз.

4. Обсуждение результатов

Для исследования влияния различных факторов проведены вычислительные эксперименты для следующих режимов воздействия растворами ПАВ на межскважинную зону нефтяного пласта.

Выберем расчетный элемент в форме прямого параллелепипеда с одним эксплуатационным и одним нагнетательным рядами скважин.

Исходные данные:

- пористость $m=0,25$;
- абсолютная проницаемость $k=0,5$ мкм²;
- толщина водонасыщенного участка пласта $h=15$ м;
- ширина нефтенасыщенного участка пласта $b=400$ м;
- расстояние между нагнетательной и добывающей галереями $L=50$ м;
- коэффициент распределения ПАВ по фазам $\lambda=0.6$;
- коэффициент диффузии нефти $D_O=0,001$;
- коэффициент диффузии воды $D_w=0,001$;
- коэффициент Генри $\Gamma=1$;
- поверхностное натяжение $\sigma=0,126$;
- угол смачиваемости $\Theta=45^\circ$;
- коэффициенты: $\alpha=2$; $\beta=1$; $\tau_i=0$; $i=\{w,o\}$
- плотности
 $\rho_O=870$ кг/м³, $\rho_w=1000$ кг/м³, $\rho_p=900$ кг/м³;
- вязкости
 $\mu_o^0=0,02$ Па•с, $\mu_w^0=0,0122$ Па•с, $\mu_p^0=0,0122$ Па•с;
- относительные фазовые проницаемости флюидов:

$$k_w(s) = \begin{cases} (1-s-s_{wr})/(1-s_{wr}) & \text{при } 1-s \geq s_{wr} \\ 0 & \text{при } 1-s \leq s_{wr} \end{cases}$$

$$k_o(s,0) = \begin{cases} s/(1-s_{wr}) & \text{при } 1-s \geq s_{wr} \\ 1 & \text{при } 1/s \leq s_{wr} \end{cases}$$

$$k_o(s,C) = k_o(s,0)(1 + \lambda C / C_0), \quad s_{wr}=0,02;$$

Начальное распределение осредненных по эффективной мощности нефти, концентрации ПАВ и давления

$$\bar{s} = 0,8, \quad \bar{C} = 0,05, \quad \bar{p} = 1 \text{ МПа};$$

Границы расчетного элемента непроницаемы, т.е. объемные расходы нефти и воды через границы равны нулю.

На нагнетательных скважинах задаются расход жидкости, доля нефти в потоке и начальная концентрация ПАВ

$$\bar{q} = 1244,16 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad \bar{s} = 0, \quad \bar{C} = 0,05.$$

На добывающих скважинах задается давление

$$\bar{p} = 1 \text{ МПа}.$$

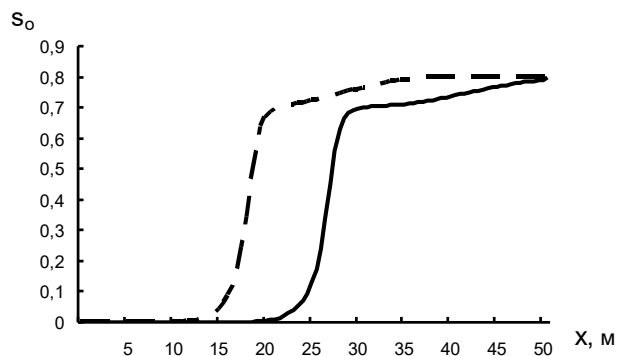
Для расчетов необходимо задать аналитические зависимости в следующем виде:

- для вязкостей нефти, воды

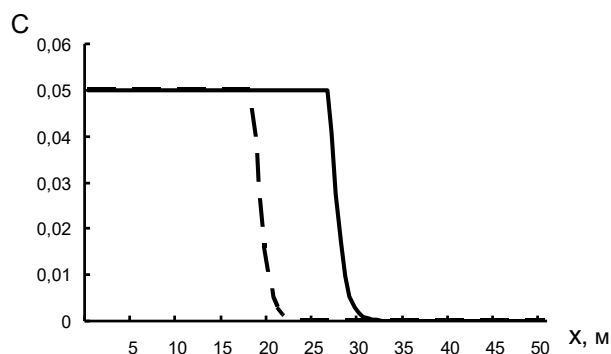
$$\mu_o = \mu_o^0(1-\lambda C) + \mu_p^0 \lambda C, \quad \mu_w = \mu_w^0(1-C) + \mu_p^0 C;$$

Координаты нагнетательного ряда $x=0$, эксплуатационного ряда $x=50$ м.

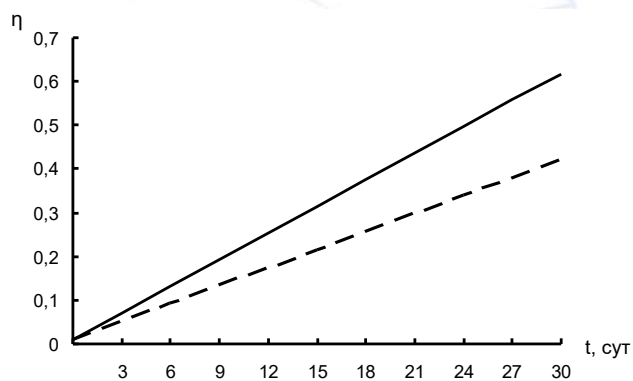
На рис. 1-2 представлены результаты численных расчетов при непрерывной закачке раствора ПАВ. На рис. 1 показано влияние вязкоупругости жидкостей на процесс вытеснения нефти раствором ПАВ.



a)



б)

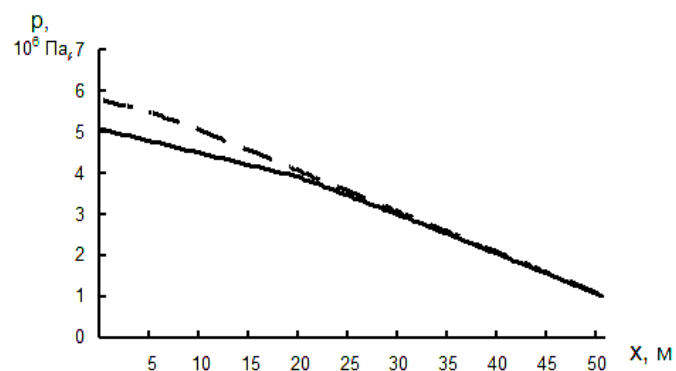


в)

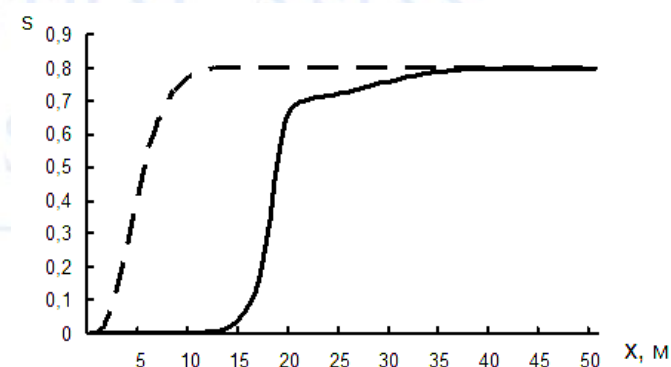
Рис.1. Влияние вязкоупругости жидкостей на: нефтенасыщенность, а); концентрацию ПАВ, б); на коэффициент нефтеотдачи, в); $t=30$ сут; сплошная линия соответствует заводнению ПАВ без учета вязкоупругости жидкостей, пунктирная с учетом диспергирования.

Приведенные результаты исследований свидетельствуют о том, что не учет вязкоупругости жидкостей приводит к завышению технологических показателей разработки месторождения.

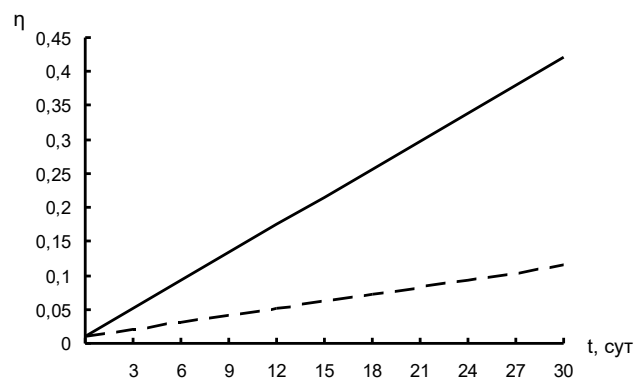
На рис. 2 показано влияние ПАВ на процесс вытеснения нефти.



a)



б)



в)

Рис. 2. Влияние ПАВ на: нефтенасыщенность, а); концентрацию ПАВ, б); на коэффициент

нефтеотдачи, в); $t=30$ сут; сплошная линия соответствует заводнению ПАВ, пунктирная без ПАВ.

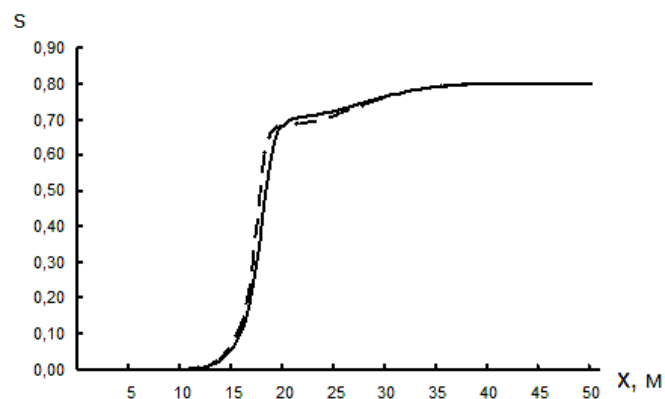
Приведенные результаты исследований свидетельствуют о том, что применение ПАВ позволяет повысить эффективность заводнения нефтяных пластов. Добавка ПАВ в закачиваемую воду улучшает ее нефтевытесняющие свойства, что приводит к более полному вытеснению нефти, позволяя повысить конечную нефтеотдачу.

Так, при $\lambda = 0,6$ прирост нефтеотдачи при ПАВ составляет 32%. Текущее обводнение при закачке ПАВ значительно ниже. Это свидетельствует о том, что один и тот же объем добычи нефти при использовании ПАВ может быть получен при значительно меньшем расходе воды.

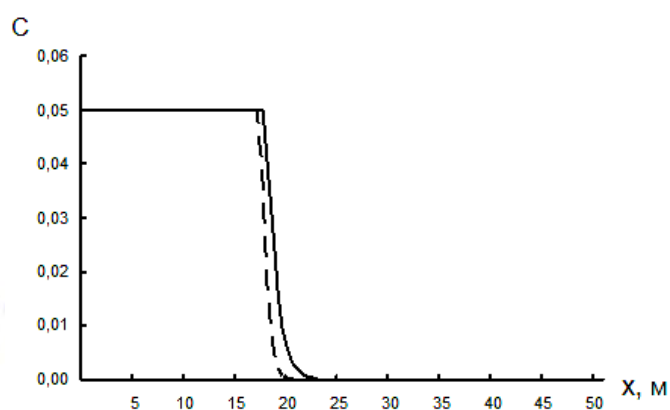
Зависимость нефтеотдачи от накопленной жидкости в объемах пор показывает, что при закачке ПАВ разница в нефтеотдаче составляет 32 %.

Таким образом, применение ПАВ при заводнении способствует более равномерному продвижению закачиваемой воды по пласту, увеличению безводной и текущей нефтеотдачи, снижению темпа обводнения и нарастающего водонефтяного фактора.

С целью изучения влияния различных параметров на заводнение с ПАВ проведены вычислительные эксперименты, результаты которых представлены на рис. 3-5.

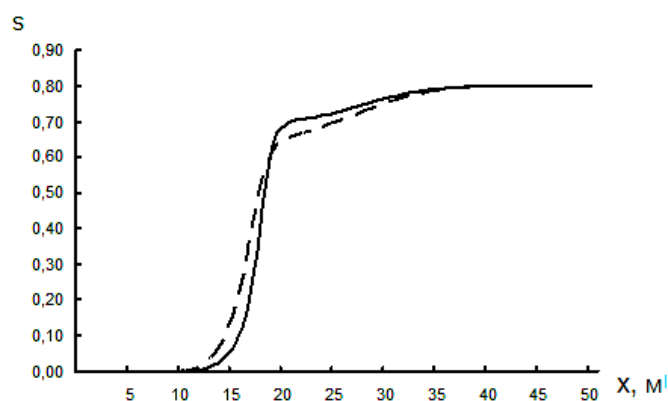


а)

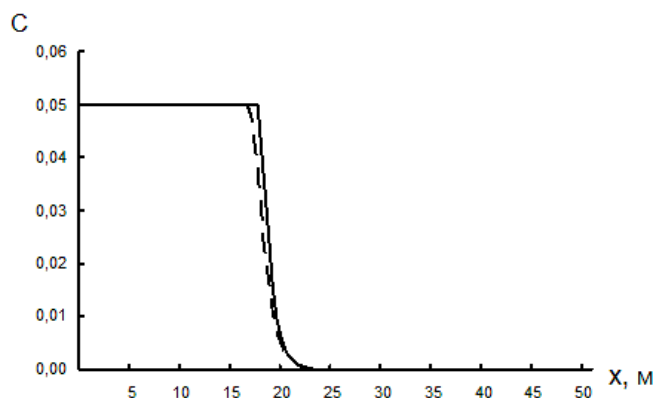


б)

Рис. 3. Влияние адсорбции на: нефтенасыщенность, а); концентрацию ПАВ, б); $t=30$ сут; сплошная линия соответствует заводнению ПАВ с учетом адсорбции, пунктирная - без учета адсорбции.

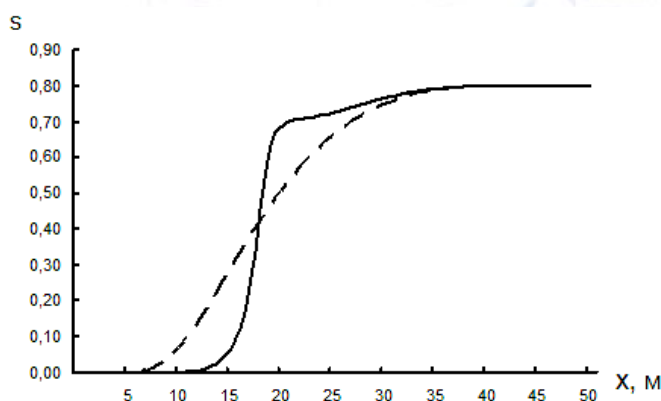


а)

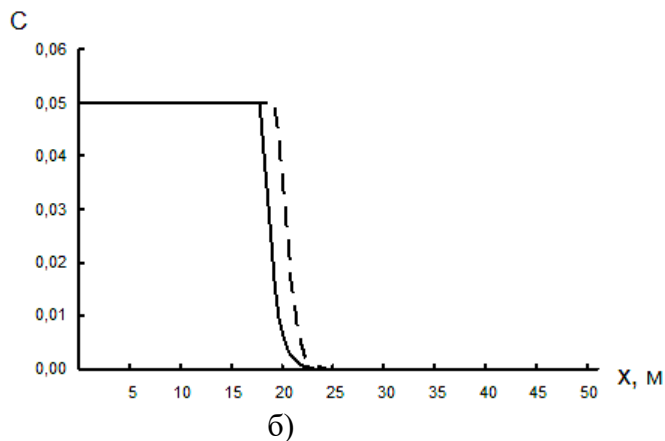


б)

Рис. 4. Влияние капиллярности на: нефтенасыщенность, а); концентрацию ПАВ, б); $t=30$ сут; сплошная линия соответствует заводнению ПАВ с учетом капиллярности, пунктирная - без учета капиллярности.



а)



б)

Рис. 5. Влияние растворимости ПАВ в нефти на: нефтенасыщенность, а); концентрацию ПАВ, б); $t=30$ сут; сплошная линия соответствует заводнению ПАВ с учетом растворимости ПАВ в нефти, пунктирная - без учета растворимости ПАВ в нефти.

Анализ результатов показывает существенное влияние адсорбции, капиллярности и особенно растворимости ПАВ в нефти на процесс заводнения с ПАВ.

5. Заключение

Представлена двухфазная математическая модель воздействия растворами ПАВ на межскважинную зону нефтяного пласта. Вычислительный эксперимент показал, что предлагаемая модель позволяет проводить при заданных параметрах процесса расчет показателей воздействия растворами ПАВ на нефтяной пласт с исследованием влияния вязкоупругости жидкостей. Выявлено существенное влияние адсорбции, капиллярности и особенно растворимости ПАВ в нефти на процесс заводнения с ПАВ. Модель позволяет оценить необходимое время остановки скважины на реакцию и глубину проникновения раствора ПАВ в пласт.

Дальнейшее развитие модели связано с определением функциональной связи кинетических констант, получаемых в лабораторных опытах, и интенсивностью реакции в пористой среде, уточнением описания механизма фильтрации дисперсных систем.

Литература

1. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. М.: Недра, 1988. 121с

2. Обзор Ernst and young. Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России: важно не упустить время. URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Advancedrecovery-methods-in-Russia/\\$FILE/Advanced-recovery-methods-in-Russia.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Advancedrecovery-methods-in-Russia/$FILE/Advanced-recovery-methods-in-Russia.pdf).
3. Alvarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery: an update review // Energies. 2010, № 3. P. 1529-1575.
4. Gurgel A., Moura M.C.P.A., Dantas T.N.C., Barros Neto E.L., Dantas Neto A.A. Review on chemical flooding methods applied in enhanced oil recovery//Brazilian Journal of Petroleum and Gas. 2008, № 2. P. 83–95
5. Truchenski S.P., Duben D.R., Parish D.R. Micellar flooding – fluid propagation, interfactionand mobility // SPEJ, vol. 14, n. 6, 1974, pp. 633-642.
6. Николаевский В.Н. Механика пористых и трещиноватых сред // М.: Недра, 1984, 125 с.
7. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добычи нефти и газа// М., Недра, 1976. 335 с.
8. Бабалян Г.А., Леви Б.И., Тумасян А.Б., Халимов Э.М. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно- активных веществ // М.: Недра, 1983, 216 с.
9. Ентов В.М., Зазовский А.Ф. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи // М.: Недра, 1989, 232 с.
10. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах // М.: Недра, 1984. 221 с.
11. Амосов В.Я., Озерова М.И., Фиалков Ю.Я. Основы физико-химического анализа // М.: Наука, 1978. 152 с.
12. Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти // М.: Недра, 1976, 183 с.
13. Lake L.W., Pope G.A., Garey G.F. Isothermal, multiphase, multicomponent fluid flow in permeable media // In situ, vol. 8, n. 1, 1984. pp. 97-120.,
14. Fleming P.D., Thomas C.R. Formulation of general multiphase multicomponent chemical flood model // SPEJ, vol. 21, n. 1. 1981, pp. 63-76.
15. Larson R.G. The influence of phase behavior on surfactant flooding // SPEJ, vol. 19, n. 6, 1979, pp. 411-422.
16. Pope G.U., Nelson R.C. Chemical flooding compositional simulator // SPEJ, vol. 18. n. 5, 1978, pp. 339-354.
17. Pope G.U., Wang B., Tsaur K. U sensitivcty study of micellar – polymer flooding // SPEJ, vol. 19, n. 6, 1979, pp. 357-365.
18. Pope G.U. The application of fractional flow theory to erherced oil recovery // SPEJ, vol. 20, n. 3, 1980, pp. 191-205.
19. Хавкин А.Я. О роли дисперсности системы нефть - вода - порода в процессах вытеснения нефти из пористых сред. (Сер. "Академические чтения", вып. 19) // М.: Нефть и газ, 1998. - 64 с.
20. Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Муллер В.М. Поверхностные силы // М.: Наука, 1987, 398 с.
21. Бабалян Г.А., Тумасян А.Б., Леви Б.И. и др. Применение, карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи // М., Недра, 1976, 360 с..
22. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред Ч. II. // М.: Наука, 1987, 380 с.
23. Белоцерковский О.М., Давыдов Ю.М. Метод крупных частиц в газовой динамике - М.: Недра, 1982. -392 с.