

*Сергей Викторович СТЕПАНОВ –
аспирант кафедры механики
многофазных систем физического
факультета,
Александр Борисович ШАБАРОВ –
заведующий кафедрой механики
многофазных систем физического
факультета, доктор технических наук,
профессор, заслуженный деятель науки
России*

УДК 532.6:553.98

ЗАВИСИМОСТЬ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДО-НЕФТЯНОГО КОНТАКТА ОТ СВОЙСТВ ФЛЮИДОВ В ОДНОРОДНОМ КОЛЛЕКТОРЕ

АННОТАЦИЯ. На основе численного моделирования рассмотрено стационарное положение водо-нефтяного контакта в однородном коллекторе в зависимости от свойств флюидов.

The stationary position of water-oil contact in homogeneous bed in relation of fluids properties is considered as result of numerical simulation.

Как известно [1], методы подсчета запасов углеводородов, оконтуривания месторождения и т.п. основываются на закономерностях расположения флюидов в коллекторе. Одной из важнейших характеристик, используемых при подсчете запасов нефти и газа, является положение поверхности раздела между флюидами. Данная работа посвящена исследованию стационарного положения поверхности раздела между флюидами в однородном коллекторе в зависимости от их физических свойств.

Рассмотрим изотермическую задачу о стационарном положении водо-нефтяного контакта (ВНК) в однородном горизонтальном коллекторе, сложенном гидрофильными породами. Флюиды будем считать несжимаемыми и несмешиваемыми, коллектор — недеформируемым. Уравнения, описывающие поведение многофазной жидкости, насыщающей пористую среду, характеризуются существенной нелинейностью, и для их решения применяются численные методы. Важной особенностью при численном моделировании установившегося распределения флюидов является то, что используется начальное распределение, не согласованное со свойствами системы резервуар-флюиды, следовательно, рассматриваемая система находится в неустойчивом состоянии, выход из которого возможен при перераспределении (сегрегации) флюидов, поэтому в данной работе используются нестационарные законы сохранения. Поведение такой системы описывается следующей системой, состоящей из дифференциальных уравнений (уравнение Пуассона для давления в одной из фаз и уравнение неразрывности) и замыкающих соотношений:

$$\bar{\nabla} \left[k \cdot \left(\frac{f_o}{\mu_o} + \frac{f_w}{\mu_w} \right) \bar{\nabla} P_w \right] = -\bar{\nabla} \left[k \frac{f_o}{\mu_o} \bar{\nabla} P_c - k \cdot \left(\frac{f_o}{\mu_o} \rho_o + \frac{f_w}{\mu_w} \rho_w \right) \bar{g} \right]$$

$$m \frac{\partial S_o}{\partial t} = \bar{\nabla} \left[k \frac{f_o}{\mu_o} \bar{\nabla} (P_o - \rho_o g z) \right]$$

$$P_c = P_o - P_w = \alpha \cos \Theta \sqrt{\frac{m}{k}} J(S)$$

$$S_o + S_w = 1$$
(1)

$$f_o = f_o(S_o) \quad f_w = f_w(S_w).$$

Здесь, k — коэффициент абсолютной проницаемости, m — пористость, \bar{g} — ускорение свободного падения, f_o и f_w — относительные фазовые проницаемости, μ_o и μ_w — динамические вязкости, ρ_o и ρ_w — истинные плотности, P_o и P_w — давления в фазах, P_c — капиллярное давление, S_o и S_w — насыщенности, α — коэффициент поверхностного натяжения, Θ — угол смачивания, $J(S)$ — функция Леверетта (S — насыщенность смачивающей фазой). Индексы « o » и « w » относятся соответственно к нефтяной и водной фазам.

В рассматриваемых ниже задачах функции относительных фазовых проницаемостей имеют следующий вид:

$$f_w = \begin{cases} \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^{3.5}, & S_w > S_{wr} \\ 0, & S_w \leq S_{wr} \end{cases}$$

$$f_o = \begin{cases} 0, & S_w \geq 1 - S_{or} \\ \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^{1.5}, & S_{wr} < S_w < 1 - S_{or} \\ 1, & S_w \leq S_{wr} \end{cases}$$

здесь S_{or} и S_{wr} — пороговые значения соответственно нефте- и водонасыщенностей.

Для решения (1) использовалась разностная схема, неявная по давлению и явная по насыщенности. Решение системы (1) при соответствующих граничных и начальных условиях дает распределение давления в фазах и распределение насыщенности, причем стационарное состояние считалось найденным, если абсолютная ошибка для насыщенности не превышала 10^{-6} . Задача решалась в 1D-постановке по разрезу коллектора. Тестирование проводилось путем сравнения решения, полученного численно, с точным решением, приведенным в [4]. Результаты представлены на рис. 1.

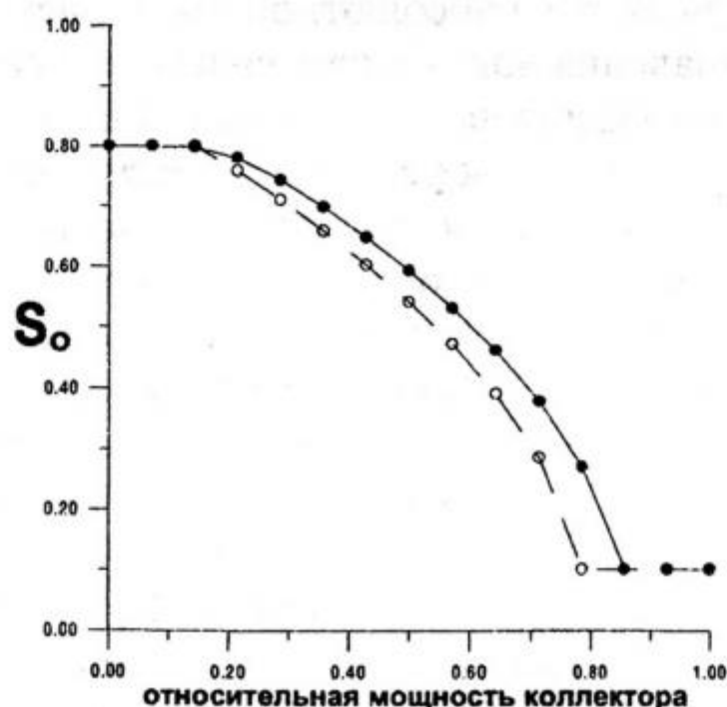


Рис. 1. Распределение нефтенасыщенности по высоте коллектора
Темные точки — численное решение, светлые — аналитическое решение

Как известно [3], в пористой среде распределение флюидов в основном подчинено взаимодействию поверхностных сил — капиллярных и вязкостных — и объемной — гравитационной силы. Поэтому в данной работе исследовалась зависимость положения ВНК от отношения истинных плотностей нефти и воды — $\tilde{\rho} = \rho_o / \rho_w$ при фиксированных параметрах, определяющих влияние вязкостных и капиллярных сил. В качестве исследуемого параметра выбиралось отношение положения ВНК от кровли коллектора h к мощности коллектора H . Обычно за положение ВНК принимают отметку, при которой одна из фаз (нефть) становится неподвижной. Обозначим $\tilde{h} = h/H$. Величина \tilde{h} явно не входит в используемые дифференциальные уравнения и соотношения (1), поэтому, чтобы получить отметку ВНК по имеющемуся распределению нефтенасыщенности в узлах разностной сетки, необходимо интерполировать данную сеточную функцию распределения во всей области. Для этих целей в данной работе использовались сплайны. Таким образом, по заданному распределению нефтенасыщенности положение контакта также становится известным.

Для приведенных ниже задач в качестве начального распределения задавалась нефтенасыщенность $S_o = 0.777$ на отрезке $[0; 0.375H]$ и $S_o = 0$ на отрезке $[0.4375H; H]$, при этом шаг разностной сетки составляет $0.0625H$. Граничные условия по давлению имеют следующий вид: задание гидростатической величины давления на крышке и задание $\partial P_w / \partial z = \rho_w^0 g$ на подошве.

Для однородного коллектора с зафиксированными коэффициентами пористости и абсолютной проницаемости капиллярные силы определяются коэффициентом межфазного натяжения $\gamma = \alpha \cos \Theta$ и видом кривой функции Леверетта. Влияние капиллярных сил существенно зависит от вида кривой функции Леверетта и ее максимального и минимального значений. Функция Леверетта определяется из обобщенных опытных данных, и для ее аппроксимации могут использоваться различные способы [2]. В данной работе для аппроксимации функции Леверетта использовалась следующая степенная зависимость

$$J(S_w) = \alpha \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wr}} \right)^\xi + \beta, \quad S_{wr} \leq S_w \leq 1, \quad \xi > 1.$$

Максимальному капиллярному давлению соответствует $J(S_{wr}) = \alpha$, минимальному (или капиллярному давлению начала вытеснения) соответствует $J(1) = \beta$.

Значения коэффициентов α и β принимались соответственно равными 5 и 1, что при указанных ниже параметрах коллектора и флюидов обеспечивает реальные значения величины капиллярного давления на границе нефть-вода.

Зависимость \tilde{h} ($\tilde{\rho}$) численно исследовалась в диапазоне $\tilde{\rho} = 0.75 + 0.95$. Значения коэффициентов пористости и абсолютной проницаемости — соответственно 0.1 и 1Д. Пороговые значения водо- и нефтенасыщенности брались равными, соответственно 0.2 и 0.1, коэффициент динамической вязкости воды принимался равным 1 сП. На рис. 3, 4 приведены результаты расчетов. Характерно, что все зависимости имеют одинаковый вид: монотонное возрастание \tilde{h} с ростом $\tilde{\rho}$. Такое поведение связано с тем, что если рассматривать одинаковое количество нефти в системе, то переходная зона с увеличением $\tilde{\rho}$ растягивается, при этом максимально возможная нефтенасыщенность (у кровли) уменьшается (рис. 2). Следует отметить, что при использованных условиях в коллекторе возможно существование только переходной зоны, т. е. у кровли насыщенность не равна максимальной и ВНК находится в границах мощности коллектора.

На рис. 3а показаны зависимости положения ВНК от отношения истинных плотностей нефти и воды для различных межфазных натяжений при зафиксированных остальных параметрах. Фактически изменение межфазного натяжения при неизменном поведении функции Леверетта означает изменение капиллярного дав-

ления в различных диапазонах, при этом зависимость является прямо пропорциональной. Поэтому большие значения $\tilde{h} = h/N$ для одного значения $\tilde{\rho}$ соответствуют большим капиллярным давлениям.

Так как коэффициенты межфазного натяжения, пористость и абсолютная проницаемость зафиксированы, то изменение функции Леверетта (рис. 3б) фактически означает изменение капиллярного давления, причем поскольку варьировалось значение показателя степени в (2), то максимальное и минимальное значения капиллярного давления оставались прежними. Увеличение показателя степени ξ в (2) изменяет поведение функции Леверетта таким образом, что область ее резкой зависимости смещается в сторону остаточной водонасыщенности. Такое поведение функции Леверетта приводит к уменьшению величины капиллярного давления с увеличением ξ для конкретного значения водонасыщенности. Следовательно, кривые $\tilde{h}(\tilde{\rho})$ будут располагаться одна над другой с уменьшением ξ .

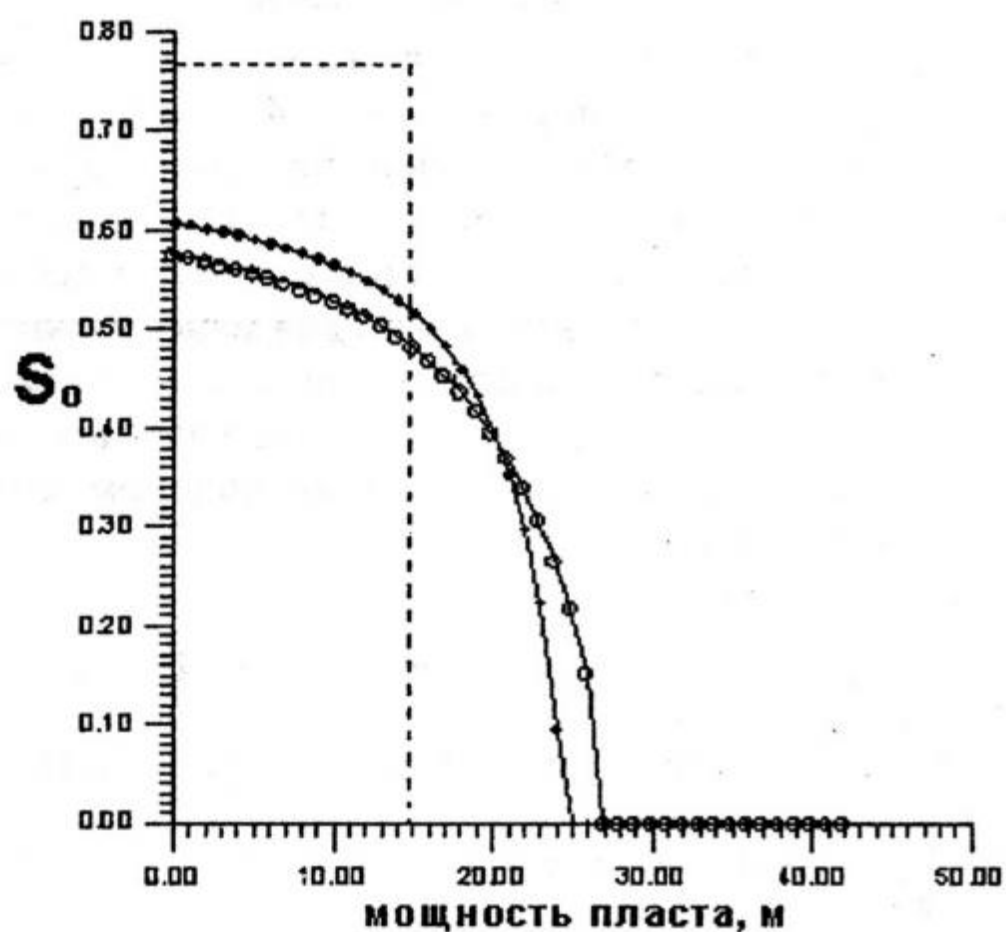
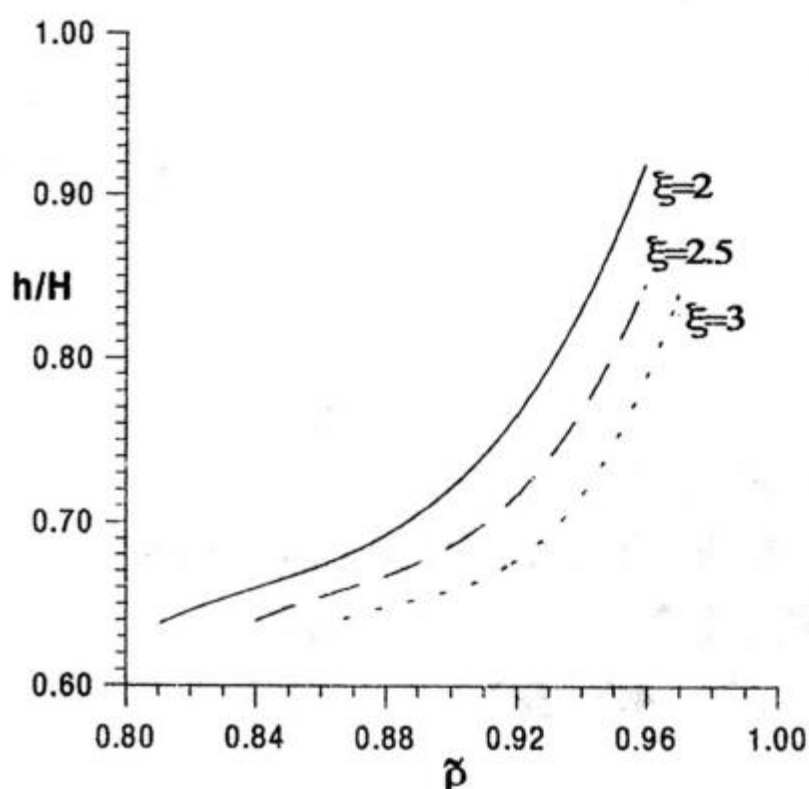
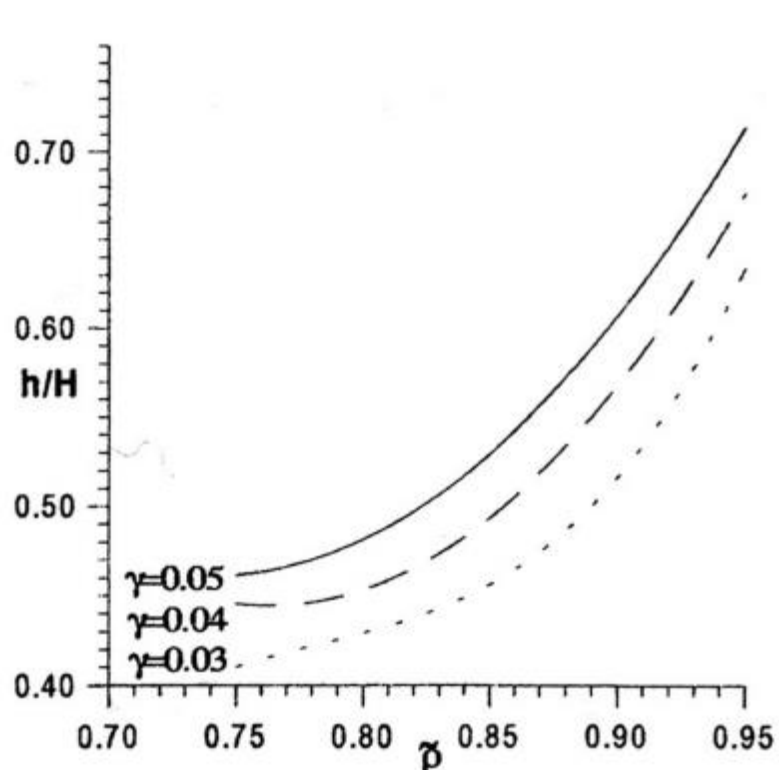


Рис. 2. Структура переходной зоны
Темные точки – $\tilde{\rho} = 0.75$,
светлые точки – $\tilde{\rho} = 0.85$.
Пунктирная линия – начальное распределение нефтенасыщенности.



а) б)
Рис. 3. Влияние капиллярности на положение ВНК
от отношения плотностей нефти и воды

(а) при различных межфазных натяжениях (Н/м), (б) для различных функций Леверетта

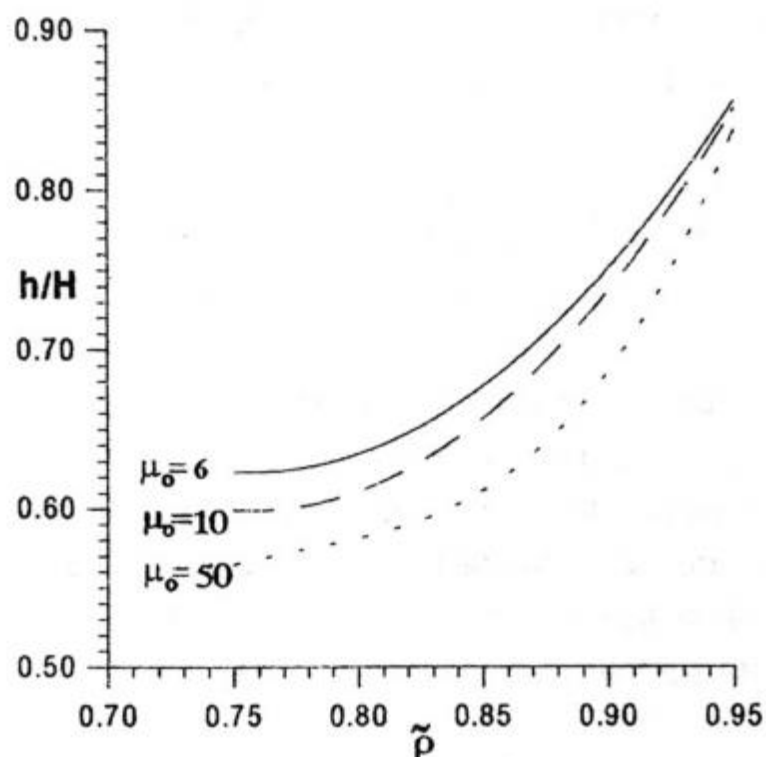


Рис. 4. Влияние динамической вязкости нефти (сП) на положение ВНК от отношения плотностей нефти и воды

Согласно [3], вязкость сильно влияет на динамику сегрегации и мало влияет на статическое распределение флюидов. Расчеты показывают (см. рис. 4), что кривые \tilde{h} ($\tilde{\rho}$) для различных коэффициентов динамической вязкости нефти и при зафиксированном значении коэффициента динамической вязкости воды (1 сП) располагаются одна над другой с уменьшением вязкости нефти, т. е. контакт смещается в сторону подошвы от начального положения более существенно для менее вязких нефтей. Такое расположение связано с тенденцией вязкостных сил сохранять начальное распределение. Таким образом, при данной формулировке начального распределения вязкостные силы действуют в направлении, противоположном действию капиллярных сил, и по направлению гравитационных сил.

ЛИТЕРАТУРА

1. Взаимодействие залежей газа и нефти с пластовыми водами/ А. И. Гутников, А. Жолдасов, С. Н. Закиров и др. М.: Недра, 1991. 189 с.
2. Иванов В. А., Храмова В. Г., Дияров Д. О. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1974.
3. Кузнецов О. Л., Симкин Э. М. Преобразование и взаимодействие геофизических полей в литосфере. М.: Недра, 1990. 269 с.
4. Швидлер М. И., Леви Б. И. Одномерная фильтрация несмешивающихся жидкостей. М.: Недра, 1970. 156 с.

*Александр Николаевич ВОЛОДИН –
студент физического факультета,
Владимир Петрович ДУБОВ –
доцент кафедры радиофизики
физического факультета,
кандидат физико-математических наук*

УДК 502.7; 577.4; 54; 57, 61

ВОЗМОЖНОСТИ ИДЕНТИФИКАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ С ПОМОЩЬЮ ПОЛЯРИЗАЦИОННОГО ЛИДАРА

АННОТАЦИЯ. Рассматривается возможность использования поляризационного АИГ-лидара для обнаружения и идентификации углеводородов. Приводятся экспериментальные данные лабораторных дистанционных измерений поляризационных характеристик некоторых углеводородов и наиболее распространенных типов подстилающих поверхностей.